Данный файл представлен исключительно в ознакомительных целях.

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

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

А.И. Булатов
С.В. Долгов

Спутник буровика

КНИГА

A.I. Bulatov
S.V. Dolgov

DRILLER'S GUIDE

Work in two books

BOOK 1



Moscow NEDRA 2006

А.И. Булатов
С.В. Долгов

СПУТНИК БУРОВИКА

В двух книгах

КНИГА 1



Москва НЕДРА 2006

К 622.24(035)
К 33.131
Б90

Булатов А.И., Долгов С.В.
Спутник буровика: Справ. пособие: В 2 кн. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Кн. 1. – 379 с.: ил.
ISBN 5-8365-0218-8

Описаны основные технологические операции при бурении и заканчивании скважин. Приведены применяемые оборудование и инструменты. Рассмотрены материалы и химические реагенты, а также необходимые для инженерных расчетов формулы, графики и таблицы.

Для инженерно-технических работников предприятий по бурению и капитальному ремонту скважин. Может быть полезна аспирантам и студентам специальностей нефтепромысловых факультетов нефтяных и технических вузов, а также научным работникам научно-исследовательских институтов соответствующего профиля.

Bulatov A.I., Dolgov S.V.
Driller's Guide: Handbook: In two books.

The basic technologic processes in well drilling and completion are discussed. The applied equipment and instruments are also described. Consideration is given to materials and chemical reagents together with formulas, plots, and tables, which are of special need for engineering calculations.

Recommended for engineers and technicians engaged in facilities on well drilling and overhaul. Can be useful for post-graduate students and students in oil field departments of oil and engineering higher educational institutes, as well as researchers engaged in scientific research institutes of the corresponding specialization.

BN 5-8365-0219-6 (кн.1)
BN 5-8365-0218-8

© Булатов А.И., Долгов С.В., 2006
© Оформление.
ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006

ПРЕДИСЛОВИЕ

Справочное пособие включает все основные технологические этапы строительства нефтяных и газовых скважин, а также вопросы заканчивания.

С момента выхода последнего издания книги К.В. Иогансена «Спутник буровика» (М., 1990) прошло 16 лет.

За последнее время в результате внедрения передовых научных идей появились новые технологии, технические средства, материалы и химические реагенты, существенно повысившие сроки и качество строительства скважин. Кроме того, была издана соответствующая справочная литература по буровым установкам, бурильным трубам и обсадным колоннам, тампонажным материалам и химическим реагентам.

Все это, на взгляд авторов, потребовало обобщить многочисленные материалы для облегчения инженерных расчетов при проектировании строительства скважин, а также расчетов отдельных технологических операций.

Авторы с благодарностью примут замечания и пожелания инженерно-технических и научных работников соответствующих специальностей по совершенствованию последующих изданий справочного пособия.

1

ЭЛЕМЕНТЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ФИЗИКИ ПЛАСТА

1.1. СОСТАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Разрезом скважины называется графическое изображение показателей, устанавливаемых на основании данных бурения скважины и определяющих характер проходимых пород.

Существует много методов составления разреза буровых скважин, но основным методом изучения и корректировки разрезов следует считать изучение образцов пород, поднятых в процессе бурения.

Комплекс наблюдений при бурении для составления нового или уточнения существующего разреза сводится к следующему: проведение исследований и наблюдений, необходимых для составления детального комплексного разреза скважин, в том числе комплекса геофизических работ; лабораторное и промысловое изучение образцов-кернов, образцов, отобранных боковыми грунтоносами, шлама, флюида, пласта, выходящего с буровым раствором из скважины, пластовых флюидов, отобранных испытателями пластов; исследование физико-химических свойств воды, нефти и газа и т.д.

Сплошной отбор керна целесообразно проводить при бурении опорных, параметрических и первых поисковых скважин.

В настоящее время используют следующие методы для составления представления о разрезе пород, проходимых скважиной: изучение внешнего вида зернового материала и шлама, анализ срабатываемости долот и изменения механической скорости бурения и проходки на долото, геофизические методы (кавернои профилеметрия, электрокаротаж, газовый каротаж), физико-химические методы анализа пород, отобранных при бурении

скважин. По кернам нескольких скважин удается установить тектонические нарушения.

Анализ времени и характера срабатываемости буровых долот, а также изменения механической скорости бурения и проходки на долото (механический каротаж) предусматривает учет твердости проходимых пород и изменение в связи с этим технологических параметров. За оценочный параметр принимают крепость горных пород. Породы делят на крепкие, твердые, средние, слабые и мягкие.

Наиболее полно геологический разрез скважины изучается с помощью геофизических методов. Они основаны на изменении некоторых физических параметров горных пород, прямо или косвенно связанных с их литологией, коллекторскими свойствами и водонефтегазонасыщенностью.

1.2. ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Нефть и газ аккумулируются в трещинах, порах и пустотах горных пород. Поры пластов малы, но их много, и они занимают объем, иногда достигающий 50 % общего объема пород. Нефть и газ обычно заключены в песчаниках, песках, известняках, конгломератах, являющихся коллекторами и характеризующихся проницаемостью, т.е. способностью пропускать через себя флюиды. Глины также обладают высокой пористостью, они недостаточно проницаемы.

Пористость зависит в основном от размера и формы зерен, степени их уплотнения и неоднородности. В идеальном случае (отсортированные однородные по размерам сферические зерна) пористость не зависит от размеров зерен, а определяется их взаимным расположением и может изменяться в пределах 26–48 %. Пористость естественной песчаной породы значительно меньше пористости фиктивного грунта, т.е. грунта, составленного из шарообразных частиц одинакового размера.

Пористость (в %) некоторых пород имеет следующие значения:

Глинистые сланцы	0,5–1,4
Глины	6–50
Пески	6–52
Песчаники	3,5–29
Известняки и доломиты	0,5–33

С увеличением глубины вследствие повышения давления пористость горных пород обычно снижается. Пористость коллекто-

ров, на которые бурят эксплуатационные скважины, изменяется в следующих пределах (в %):

Пески	20–25
Песчаники	10–30
Карбонатные породы	10–20

Карбонатные породы характеризуются наличием трещин и оцениваются коэффициентом трещиноватости.

Одна из характеристик горных пород – гранулометрический состав, от которого во многом зависят другие физические свойства. Это количественное содержание в породе разных по размеру зерен (в % для каждой фракции). Гранулометрический состав сцементированных пород определяется после их предварительного разрушения. Гранулометрический состав горных пород характеризует их проницаемость, пористость, удельную поверхность, капиллярные свойства, а также количество остающейся в пласте нефти в виде пленок, покрывающих поверхность зерен.

Но при изучении гранулометрического состава горных пород выделяют следующие размерные категории (в мм):

Галька, щебень	>10
Гравий	10–2
Песок:	
грубый	2–1
крупный	1–0,5
средний	0,5–0,25
мелкий	0,25–0,1
Алевролит:	
мелкий	0,1–0,05
крупный	0,05–0,01
Глинистые частицы	0–0,1

Неоднородность пород по механическому составу характеризуется коэффициентом неоднородности $k_н$ – отношением диаметра d частиц фракции, которая составляет со всеми более мелкими фракциями 60 % по массе от всей массы песка, к диаметру частиц фракции, составляющей со всеми более мелкими фракциями 10 % по массе от всей массы песка (d_{60}:d_{10}). Для «абсолютно» однородного песка, все зерна которого одинаковы, коэффициент неоднородности $k_н = d_{60}/d_{10} = 1$; $k_н$ для пород нефтяных месторождений колеблется в пределах 1,1–20.

Способность горных пород пропускать через себя жидкости и газ называется проницаемостью. При существующих перепадах давления одни породы непроницаемы, другие проницаемы.

Поровые каналы бывают сверхкапиллярными и субкапиллярными. В сверхкапиллярных каналах, диаметр которых более 0,5 мм, жидкости движутся, подчиняясь законам гидравлики. В капиллярных каналах, диаметр которых от 0,5 до 0,0002 мм, при движении жидкостей проявляются поверхностные силы: поверхностное натяжение, капиллярные силы прилипания, сцепления и т.д., которые создают дополнительные силы сопротивления движению жидкости в пласте. В субкапиллярных каналах (диаметр менее 0,0002 мм) поверхностные силы настолько велики, что движения в них жидкости практически не происходит. Нефтяные и газовые горизонты в значительной степени имеют капиллярные каналы, глинистые – субкапиллярные.

Между пористостью и проницаемостью горных пород прямой зависимости нет.

Для одной и той же породы проницаемость будет изменяться в зависимости от количественного и качественного состава фаз, так как по ней могут двигаться вода, нефть, газ или их смеси. Поэтому для оценки проницаемости нефтесодержащих пород приняты понятия: абсолютная (физическая – при отсутствии физико-химического взаимодействия флюида с породой), которая используется для характеристики физических свойств горных пород, эффективная (фазовая) и относительная (отношение эффективной к физической) проницаемость.

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в породе обычно присутствуют две или три фазы одновременно. С увеличением содержания воды в пласте проницаемость его для нефти снижается, и при водонасыщенности, равной примерно 80 %, движение нефти прекращается.

Под удельной поверхностью частиц породы понимают суммарную площадь поверхности частиц в единице объема породы. При плотной укладке мелких частиц удельная поверхность частиц породы достигает громадных значений. Действие молекулярных сил, адсорбционная способность пород и наличие связанной воды зависят от удельной поверхности смачивания горных пород жидкостью при наличии огромного количества капиллярных и субкапиллярных пор и каналов в пласте.

Представление о размерах площади поверхности каналов и пор можно составить по площади поверхности фиктивного грунта в единице объема. Если в 1 м^3 принять n – число песчинок, f – площадь поверхности одной песчинки, V – объем песчинки, d – диаметр песчинки и m – пористость, то:

1) площадь поверхности одной песчинки $f = \pi d^2$;

2) ее объем $V = \pi d^3/6$;

3) число песчинок в 1 м^3 породы $n = (1 - m)/V$.

Тогда суммарная площадь поверхностей песчинок в 1 м^3 горной породы

$$S = nf = \frac{(1-m)}{V}\pi d^2 = \frac{6(1-m)\pi d^2}{\pi d^3} = \frac{6(1-m)}{d}.$$

При $m = 0{,}2$ и $d = 0{,}1$ мм суммарная площадь $S = 48\,000$ м^2/м^3.

При диаметре песка меньше 0,1 мм S будет стремительно возрастать; тогда количество нефти, только смачивающей эти поверхности, составит весьма существенный объем. Эта нефть без дополнительных воздействий на пласт не извлекается. Удельная поверхность имеющих промышленное значение нефтегазосодержащих пород колеблется в пределах от 40 000 до 230 000 м^2/м^3.

Для практических целей удельная поверхность породы S_1 (в м^2/м^3) нефтегазосодержащих пород может быть оценена по формуле

$$S_1 = 7 \cdot 10^5 m\sqrt{m}/\sqrt{k},$$

где m – физическая проницаемость, доли единиц; k – коэффициент проницаемости, мкм.

Механические и физические свойства горных пород рассмотрены в разделе 3.

Упругие свойства (в соответствии с законом Гука) пластов-коллекторов оцениваются коэффициентом объемной упругости (в 1/Па) пористой среды

$$\beta = \Delta V_{пор}/V_0 \Delta p, \qquad (1.1)$$

где $\Delta V_{пор}$ – изменение объема пор керна при изменении давления на Δp; V_0 – объем керна.

Этот коэффициент характеризует относительное (по отношению ко всему выделенному элементу объема пласта) изменение объема порового пространства при изменении давления на 1 МПа. Для нефтегазосодержащих пластов β изменяется в пределах $(0{,}3–2)10^{-4}$ 1/МПа, т.е. на каждые 0,1 МПа уменьшения давления объем пор в породе изменяется в пределах 1/330 000–1/50 000 своего первоначального значения.

Одна из важнейших геологических характеристик – пластовое (или внутрипластовое) давление, создаваемое в порах породы пласта водой, нефтью или газом.

Имеются залежи, где давление флюидов превышает обычное (близкое к гидростатическому) в 1,3–1,6 раза и даже достигает горного давления. Такое давление называют аномально высоким пластовым давлением (АВПД). Количество нефтяных и газовых залежей с АВПД на глубинах до 3500–4000 м сравнительно невелико и не превышает 10–15 %. При дальнейшем увеличении глубин содержание флюидных скоплений с АВПД возрастает.

Отношение пластового давления $p_{пл}$ к давлению столба пресной воды $p_в$ на данной глубине принято называть коэффициентом аномальности

$$a = p_{пл}/p_в.$$

Известны пласты с коэффициентом аномальности, равным 1,5–2,0 и выше. Очень часто при бурении скважин встречаются пласты с пониженными давлениями (аномально низкое пластовое давление – АНПД).

Другая важная характеристика – пластовая температура. С глубиной температура растет, и в среднем это составляет примерно 1° на 33 м. Однако опыт бурения скважин подтверждает значительные отклонения от средних значений. В процессе циркуляции бурового раствора температуры по стволу скважины несколько выравниваются. Температурный фактор весьма важен при выборе буровых и тампонажных растворов, при их химической обработке. Он оказывает влияние на многие технологические процессы и оборудование.

1.3. СОСТАВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ И МИНЕРАЛИЗАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Пластовые воды оказывают серьезное влияние на качественные и количественные показатели работ при углублении ствола, креплении и цементировании скважин. Пластовые воды – постоянные спутники нефтегазовых месторождений. Они играют большую роль в поисках, формировании и разработке залежей.

Вода различается по наличию растворенных в ней примесей и солей. По температуре воды делятся на холодные, теплые, горячие и очень горячие. Температура воды существенно влияет на количество содержащихся в ней солей и газов.

По положению относительно нефтегазоносных горизонтов пластовую воду относят к краевой, подошвенной воде; она бывает верхней, нижней, погребенной (реликтовой), находящейся непосредственно в нефтяном пласте и остающейся неподвижной при движении нефти. Солевой состав вод в нефтяном пласте неодинаков для всех частей структуры.

При изучении пластовой воды для характеристики ее свойств принято определять общую минерализацию воды и ее жесткость, содержание главных шести ионов, pH, плотность, запах, вкус, прозрачность, поверхностное расширение, а также прово-

дить анализ растворенных газов – бактериологический или микробиологический.

Общая минерализация воды выражается суммой содержащихся в ней химических элементов, их соединений и газов. Она оценивается по сухому (или плотному) остатку, который получается после выпаривания воды при температуре 105–110 °С. По значению сухого остатка воды разделяются на пресные (содержание солей <1 г/л), слабосолоноватые (1–5 г/л), солоноватые (5–10 г/л), соленые (10–50 г/л), рассолы (≥ 50 г/л).

Главные химические компоненты в подземных водах: хлор-ион (Cl^-), сульфат-ион (SO_4^{2-}), гидрокарбонатный и карбонатный ионы (HCO_3^- и CO_3^{2-}), а также ионы щелочных и щелочноземельных металлов и оксидов: натрия Na^+, кальция Ca^{2+}, магния Mg^{2+}, железа Fe и SiO_2 (в коллоидном состоянии). В воде растворяются азот, кислород, углекислый газ, сероводород и т.д. В настоящее время принятая форма химического анализа воды – ионная. Так как молекулы солей в растворе распадаются на катионы и анионы, те и другие должны находиться в эквивалентных количествах. Для перевода результатов анализа воды, выраженных в ионной форме, в эквивалентную, следует количество каждого найденного элемента (в мг/л) разделить на его эквивалентную массу. Эквиваленты ионов могут быть выражены также в процентах от суммы анионов и катионов, каждая сумма анионов и катионов принимается за 50 или 100 %.

В основу классификации пластовых вод (по Пальмеру) положено соотношение в воде количеств ионов щелочных металлов $K^+ + Na^+$ (a), ионов щелочноземельных металлов $Ca^{2+} + Mg^{2+}$ (b) и анионов сильных кислот Cl^- (d).

В зависимости от преобладания тех или иных ионов в воде Пальмер разделяет все воды на пять классов:

I	$d < a$
II	$d = a$
III	$a < d < a + b$
IV	$d = a + b$
V	$d > a + b$

Для характеристики качества воды используются шесть показателей: первичная соленость, первичная щелочность, вторичная соленость, вторичная щелочность, третичная соленость, третичная щелочность.

В соответствии с классификацией природных вод по В.А. Сулину, применяемой в нефтегазодобывающей промышленности, последние подразделяются на четыре генетических типа: I – сульфатно-натриевые; II – гидрокарбонатно-натриевые; III – хлормагниевые; IV – хлоркальциевые.

Принадлежность воды к определенному генетическому типу устанавливают по отношению эквивалентов отдельных ионов.

Согласно классификации природных вод по В.А. Сулину, каждый тип вод подразделяется на группы: гидрокарбонатные, сульфатные, хлоридные; группы в свою очередь подразделяются на классы и подгруппы.

Воды относят к определенной группе и подгруппе на основании отношения эквивалентов отдельных ионов.

2

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Геофизические методы исследования скважин применяют для решения геолого-технических задач, которые связаны с поисками, разведкой нефтяных и газовых месторождений.

Исследования скважин геофизическими методами осуществляются в следующих направлениях: 1) изучение геологических разрезов скважин; 2) изучение технического состояния скважин; 3) контроль за разработкой месторождений нефти и газа; 4) проведение перфорационных, взрывных и прочих работ в скважинах.

Техническое состояние скважин контролируют с помощью комплекса геофизических методов, к которым относятся:

инклинометрия – определение искривления ствола скважин;

кавернометрия – установление диаметра скважин, размера каверн, расширений и сужений ствола;

профилеметрия ствола – установление профиля сечения скважины;

контроль цементирования скважин – определение высоты подъема тампонажного раствора в заколонном пространстве, полноты заполнения последнего цементным камнем и выявление наличия (или отсутствия) контакта цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины, наличие и направленность возможных каналов в заколонном зацементированном пространстве скважины; указанные показатели цементирования определяются термометрией, акустическим и радиоактивными методами;

профилеметрия обсадных колонн (после их истирания по внутреннему диаметру);

определение: местоположения элементов технологической оснастки на обсадной колонне и мест ее нарушений; мест притоков и поглощений жидкости в скважинах; мест заколонной циркуляции жидкости; результатов гидроразрыва пластов; уровня жидкости в скважинах;

выявление местоположения муфтовых соединений и толщины обсадных колонн, а также зон перфорации;

установление глубин водопоглощающих горизонтов и контроль эффективности некоторых методов интенсификации добычи нефти и газа и др.

Электрический каротаж – это проведение измерений собственных (естественных) потенциалов (ПС) и кажущегося удельного сопротивления (КС) горных пород для изучения геологического разреза скважин. Результаты измерений регистрируются в виде кривых ПС и КС.

Удельное электрическое сопротивление пород – это электрическое сопротивление объема породы, имеющего форму куба с размерами 1×1×1 м. Если электрическое сопротивление R проводника выразить в омах, длину l в метрах и площадь поперечного сечения S в квадратных метрах, то удельное сопротивление

$$\rho = RS/l.$$

Способность (σ) пород проводить электрический ток можно представить зависимостью $\sigma = 1/\rho$ Ом/м. Удельное электрическое сопротивление пород изменяется в широких пределах – от долей до сотен тысяч ом-метров. Удельное сопротивление скелета пород очень высоко (в сухом виде они практически не проводят электрический ток). Ток в породах проводят в основном жидкости с растворенными в них солями, т.е. пластовые воды или фильтрат бурового раствора. Проникновение фильтрата бурового раствора способствует снижению или повышению удельного электрического сопротивления. В первом случае сопротивление фильтрата меньше, чем сопротивление пластовой воды, в втором случае оно, наоборот, больше.

Удельное электрическое сопротивление пластовых вод определяется концентрацией солей в растворе, их химическим составом и температурой. Оно тем ниже, чем выше концентрация солей в пластовой воде.

С повышением температуры увеличивается подвижность ионов, что обусловливает понижение удельного электрического сопротивления минерализованных пластовых вод.

Удельное электрическое сопротивление нефтегазоносных пород определяется содержанием (в %) в порах нефти, газа или воды, а также минерализацией пластовых вод, пористостью породы, структурой порового пространства и т.д. Породы, насыщенные нефтью или газом, имеют повышенное удельное электрическое сопротивление.

Метод кажущегося сопротивления при исследовании скважин предусматривает использование различия удельных электрических сопротивлений горных пород, которое изменяется в очень широких пределах.

Кажущиеся электрические сопротивления горных пород измеряют с помощью зондовых устройств (зондов), у которых обычно три электрода находятся в скважине.

Для установления удельного электрического сопротивления пластов используют боковое электрическое зондирование (БЭЗ) или, что то же самое, боковое каротажное зондирование (БКЗ). Суть его состоит в измерении КС с помощью нескольких (5–6) градиент-зондов (или потенциал-зондов). Этот метод, обычно применяемый в продуктивной части разреза, позволяет уточнить литологическую характеристику пласта, его пористость, проницаемость и газоводонефтенасыщенность.

Радиоактивный каротаж. В основе радиоактивных методов исследования скважин лежит измерение в скважинах естественного или искусственного вызванного радиоактивного излучения горных пород.

Радиоактивные методы в зависимости от вида изучаемого излучения и способа его создания делятся следующим образом.

1. Гамма-метод используют для выделения в разрезе скважин горных пород, обогащенных глинистым материалом.

2. Метод рассеянного гамма-излучения, или гамма-гамма-метод применяют при расчленении разреза скважин по плотности пород, оценке коэффициента их пористости и др.

3. Нейтронный гамма-метод дает возможность изучать интенсивность вторичного гамма-излучения, создаваемого при облучении горных пород нейтронным. Высокие аномалии наблюдаются против газоносных коллекторов в связи с низким объемным содержанием водорода в газе. Буровой раствор, проникающий в газоносный коллектор, уменьшает этот эффект. Нейтронный гамма-метод применяют для определения водонефтяного контакта в разрезах скважин.

4. Нейтронные методы также позволяют расчленять разрез горных пород по содержанию хлора и водорода, выделять коллекторы, оценивать их пористость, нефтегазоводоносность и т.д.

5. Метод радиоактивных изотопов основан на изменении интенсивности гамма-излучения, созданного в скважине после обработки ее жидкостью, активированной радиоактивным изотопом. Выбор изотопов определяется целями и продолжительностью исследований.

В практике с помощью радиоактивных изотопов проводили работы по изучению технического состояния скважин: определение высоты подъема тампонажного раствора за колонкой, установление мест повреждения обсадных и бурильных колонн, выявление мест затрубной циркуляции жидкости, контроль направ-

ленности и эффективности гидроразрыва пластов, уточнение интервала перфорации и др.

Акустический метод. В основе использования акустического метода исследования скважин лежит зависимость скорости распространения и затухания упругих волн в различных горных породах от сцементированности, пористости, характера насыщения пор горных пород, их температуры и давления.

Скорость распространения (в м/с) упругих волн в породах характеризуется следующими значениями:

Гипсы, ангидриты, кристаллические породы	4500–6500
Каменная соль	4500–5500
Углеводородные газы	430–450
Нефть	1400
Вода, буровой раствор	1500–1700

Глинистые, песчаные и карбонатные породы характеризуются промежуточными скоростями распространения упругих волн. Пористость пород способствует снижению, а их сцементированность – возрастанию скорости распространения упругих волн.

Акустические методы применяют для литологического расчленения разреза пород, проходимых скважиной, оценки их пористости и решения ряда технических вопросов (определение высоты подъема тампонажного раствора за обсадной колонной, состояния контакта цементного камня с колонной и породой, местонахождения башмака колонны и др.).

Газовый каротаж. Сущность метода состоит в извлечении газа из выходящего из скважины бурового раствора, установлении количества и природы газа и определении глубины, с которой он поступает. Газ из бурового раствора (дегазация) извлекают с помощью дегазаторов, в которые буровой раствор попадает в диспергируемом состоянии.

Термометрия скважин. Это изучение изменения теплового поля Земли в интервалах ствола скважины и регистрация температурных колебаний, значение которых зависит от наличия в скважине бурового раствора, тепловыделения при твердении тампонажного раствора, закачки буферных жидкостей, наличия или отсутствия обсадной или бурильной колонны и т.д. Температуру измеряют электрическими термометрами в диапазоне ее изменения от 0 до 250 °С.

Изучение естественного теплового поля Земли позволяет, кроме установления геотермического градиента, выделить в разрезе породы, создающие местные изменения теплового поля Земли, а также определить высоту подъема тампонажного раствора в заколонном пространстве скважин, зоны поглощения жидкости, утечки и притоки флюидов и др.

Механический каротаж. Одним из наиболее оперативных источников получения информации о весьма важных для технологии бурения скважин свойствах пород является механическая скорость бурения. При этом наличие датчиков, обеспечивающих контроль режимно-технологических параметров бурения (нагрузка на долото G, частота вращения долота n), а также информация о плотности бурового раствора $\rho_{бр}$ и подаче насосов Q создают предпосылки для оперативного определения порового (или пластового) давления, пористости и давления гидроразыва пород на базе ряда эмпирических и полуэмпирических формул.

Некоторые параметры пластов определяют по результатам каротажа. Для буровой практики наибольший интерес представляют следующие параметры пластов: пластовое (или поровое) давление, давление гидроразрыва пород, пористость, геостатическое давление, так как они позволяют определить такие важные технологические параметры, как плотность бурового раствора, допустимые скорости движения колонн в открытом стволе, типоразмеры колонн и конструкцию скважин и т.п.

Инклинометрия. Отклонение скважины от вертикально направленной оси называется искривлением. Данные об искривлении скважины совершенно необходимы для определения глубины забоя, для управления искривлением ствола скважины в целях доведения ствола скважины до заданного местоположения, выявления мест резкого искривления с целью предупреждения осложнений при бурении, спуске колонн и проведении геофизических работ.

Искривление скважины характеризуется углом искривления и магнитным азимутом искривления. Угол наклона ствола скважины определяется между вертикальной осью скважины и фактическим направлением ствола скважины в вертикальной плоскости. Магнитный азимут искривления определяется между направлением на магнитный север и горизонтальной проекцией оси скважины, направленной в сторону увеличения глубины скважины.

Кавернометрия. Фактический диаметр скважины необходимо знать для: правильного подсчета объема скважины, объема бурового раствора, объема и высоты подъема тампонажного раствора; выбора места установки муфты ступенчатого цементирования, центраторов, скребков, башмака обсадной колонны; уточнения геологического разреза пород, вскрытых скважиной и др.

Для определения фактического диаметра ствола скважины применяют каверномеры, при помощи которых записывают кривую (в соответствующем масштабе), называемую кавернограммой.

Профилеметрия. Если рассмотреть продольный разрез скважины в различных плоскостях, то можно увидеть, что скважина не всегда представляет собой горную выработку, близкую к цилиндрической. Часто размеры поперечного сечения в двух перпендикулярных направлениях значительно разнятся. Диаметр ствола скважины в двух взаимно перпендикулярных направлениях определяется профилемерами.

Диаметр скважины рассчитывают по значениям раскрытия двух пар независимо перемещающихся рычагов, скользящих по стенкам скважины. Пропорционально значению раскрытия каждой пары рычагов профилемера изменяется регистрируемая разность потенциалов.

Известны конструкции трехплоскостного каверномерпрофилемера, который дает возможность получать с помощью трех пар измерительных рычагов три кривые профиля скважины и кавернограмму.

2.1. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

До настоящего времени единственное прямое доказательство качественного крепления нефтяных и газовых скважин – отсутствие межпластовых перетоков за обсадной колонной, водонефтегазопроявлений через затрубное пространство, а также течей в обсадных колоннах. Снижение качества крепления скважин обычно выражается в появлении воды в добываемой нефти или в нарушении герметичности обсадной колонны. Однако количественно оценить степень герметичности обсадной колонны, равно как и степень ее нарушения, пока не представляется возможным.

Качество цементирования скважин оценивается при помощи термометрии и методов радиоактивного и акустического контроля цементирования (АКЦ) скважин. Все эти методы позволяют лишь качественно оценить некоторые косвенные параметры разобщения пластов за обсадной колонной и герметичность затрубного пространства.

Метод термометрии основан на измерении температуры в стволе скважины на участках, где твердеет цементный раствор, выделяя тепло и нагревая буровой раствор внутри обсадной колонны.

Максимальная температура тепловыделения при затвердении цементного раствора из портландцемента отмечается через 6–9 ч после затворения цемента. В этот же период происходит схватывание цементного раствора. Повышение температуры и давления окружающей среды приводит к ускорению процессов гидролиза

и гидратации цемента, и момент максимального тепловыделения наступает раньше: при температуре 75 °С через 2–3 ч, при температуре 120–150 °С через 0,5–1 ч. Давление также ускоряет процессы схватывания и твердения цементного раствора и камня. Замедлители или ускорители тампонажных растворов влияют на количественную сторону явлений. Аналогичные результаты дают все смеси портландцемента с добавками песка, шлака, глины и других, однако количественная характеристика явления при этом изменяется.

Анализ результатов неоднократных измерений температуры в процессе ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) позволяет уточнить глубину (высоту) подъема цементного (тампонажного) раствора в затрубном пространстве.

Переток газа, нефти и воды из одного пласта в другой может обнаруживаться с помощью электротермометров. Когда при движении флюида по заколонному пространству создаются незначительные аномалии температуры, для успешного выявления перетока рекомендуется увеличивать масштаб записи термограмм с компенсацией естественного градиента температуры, а запись их осуществлять в оставленной скважине после восстановления естественного температурного поля.

Радиоактивные методы контроля цементирования скважин основаны на использовании активированных радиоактивных изотопов в тампонажном растворе с последующей регистрацией гамма-излучения в обсадной колонне. Гамма-излучение в колонне регистрируют стандартной гамма-каротажной аппаратурой. Интервал распределения активированного тампонажного раствора за колонной отмечается повышением интенсивности гамма-излучения по сравнению с естественной радиоактивностью горных пород. Для активации тампонажных растворов используют радиоактивные изотопы циркония, иридия, железа и других элементов, характеризующихся жестким гамма-излучением и небольшими периодами полураспада. Растворенные в воде соли этих изотопов вводят в используемую для затворения цементного раствора воду, находящуюся в емкостях цементировочных агрегатов. Чтобы определить высоту подъема тампонажного раствора при помощи радиоактивных изотопов, достаточно активировать лишь первую его порцию.

Если канал, по которому происходит переток пластового флюида, сообщается с внутренней полостью обсадной колонны, например через перфорационные отверстия, то, закачав через них в заколонное пространство активированную радиоактивными изотопами жидкость, можно с помощью гамма-каротажа (ГК) определить зону ее распространения за колонной.

Один из наиболее распространенных методов контроля качества цементирования скважин – акустический. Он основан на зависимости параметров акустических колебаний (амплитуды, скорости, частоты и др.) от упругих и поглощающих свойств окружающей среды, в том числе и от характера связи цементной оболочки с колонной и породой.

В России применяют аппаратуру акустического контроля цементирования АКЦ-1, рассчитанную на давление до 60 МПа и температуру до 150 °С. Для более глубоких скважин (до 7000 м) серийно выпускают аппаратуру акустического контроля цементирования на одножильном кабеле АКЦ-4 (для давления до 120 МПа и температуры до 170 °С).

Основные узлы скважинного прибора АКЦ – излучатель акустических колебаний и приемник. Попадающие в приемник акустические колебания преобразуются в электрические сигналы, которые передаются по каротажному кабелю к наземной панели управления. С помощью каротажного регистрирующего устройства, подсоединяемого к панели управления прибора АКЦ, записываются непрерывно по стволу скважины три параметра акустических колебаний: амплитуда продольной акустической волны по колонне $A_к$; амплитуда продольной акустической волны, превышающей некоторый заданный уровень $A_п$ (при наличии контакта цементного камня с колонной и породой $A_п$ – амплитуда волны, распространяющейся по породе); время пробега продольной акустической волны от излучателя до приемника t (при распространении волны по незацементированной колонне это время равно $t_к$, при прохождении по породе – $t_п$).

Эти параметры измеряют одновременно при движении в колонне скважинного прибора со скоростью не более 1200 м/ч.

В свободной (незацементированной) колонне значения $A_к$ максимальны, значения t минимальны и равны $t_к$ (около 600 мкс), а кривая $A_п$ повторяет по конфигурации кривую $A_к$ и не несет никакой информации о состоянии контакта цементного камня с породой.

Контакт цементного камня с колонной отмечается на акустической цементограмме нулевыми или близкими к нулю значениями $A_к$.

Только при наличии контакта цементного камня с колонной возможна оценка состояния контакта его с породой, который наиболее уверенно определяется по соответствию конфигурации кривой $A_п$ амплитудной кривой $A_п$ акустического каротажа в необсаженном стволе данной скважины и близости значений t на цементограмме к $t'_п$ при акустическом каротаже.

С помощью АКЦ можно определять высоту подъема тампо-

нажного раствора за обсадной колонной в любое время его схватывания. За верхний уровень тампонажного раствора рекомендуют принимать первое от устья скважины снижение кривой $A_к$ на цементограмме примерно до 0,8 ее максимального значения в незацементированной части колонны.

С помощью АКЦ определяют высоту подъема гельцементного (облегченного) тампонажного раствора, когда по показаниям гамма-гамма-цементомера этого сделать не удается.

Измерения при помощи АКЦ при наличии контакта могут дать максимальную информацию о влиянии на качество разобщения пластов таких операций, как испытание колонны давлением и снижением уровня, разбуривание цементного стакана, перфорация, вызов притока, кислотные ванны, гидравлические разрывы, ремонтные работы и другие, вызывающие деформацию обсадной колонны и цементной оболочки.

Эффективность применения АКЦ ограничена:

1) недостаточной информативностью регистрируемых параметров акустических колебаний $A_к$, $A_п$ и t, не позволяющей в большинстве случаев достаточно уверенно определить состояние контакта цементного камня с породой, а иногда и с колонной;

2) невозможностью выделения нарушений целостности цементной оболочки с углом раскрытия относительно оси скважины менее 40°, а также разрывов ее сплошности, не превышающих 1,0–1,5 м, вследствие невысокой разрешающей способности АКЦ;

3) искажениями значений регистрируемых АКЦ параметров при содержании в буровом растворе газа, эксцентриситете и перекосе скважинного прибора в колонне и др.;

4) невысокой точностью количественной интерпретации и сопоставимости параметров $A_к$, $A_п$ и t вследствие нелинейности измерительного канала и различия порогов чувствительности АКЦ.

Влиянием одного или нескольких из числа этих факторов можно объяснить нередкие случаи несоответствия сделанных на основе интерпретации акустических цементограмм заключений о качестве цементирования скважин результатам их освоения. Вследствие этого в общем случае по данным одного измерения с помощью АКЦ трудно однозначно судить о прямом показателе качества цементирования скважин – герметичности заколонного пространства.

Определение проницаемых интервалов в заколонном пространстве с помощью АКЦ при изменении давления в колонне основывается на чувствительности АКЦ к изменениям состояния контакта цементного камня с колонной при изменении давления в ней.

Применение АКЦ в комплексе с акустическим кинорегистратором (АКР), используемым в качестве приставки к наземной панели цементомера для регистрации волновых картин, позволяет без проведения дополнительных спускоподъемных операций в скважине оценить состояние контакта цементного камня с породой (которое в большинстве случаев нельзя оценить только по данным АКЦ), уточнить характер контакта цементного камня с колонной, эталонировать нелинейный масштаб регистрации $A_к$ и $A_п$ цементограммы и учитывать искажающее влияние аппаратурных факторов и условий измерения в скважинах.

Однако в процессе эксплуатации АКР был выявлен ряд недостатков. С целью устранения этих недостатков во ВНИИКРнефти совместно с НПО «Южморгео» вместо АКР создали блок фазокорреляционный каротажный (БФК), позволяющий одновременно регистрировать на общей каротажной фотоленте цементограмму и изменение с глубиной скважины полного акустического сигнала в виде фазокоррелограммы.

Применение БФК в комплексе с АКЦ дает возможность получить не меньшую информацию о качестве цементирования скважины, чем при использовании АКР, но на исследования с его помощью затрачивается значительно меньше времени и средств. Интерпретация комплексной диаграммы (цементограммы и фазокоррелограммы, зарегистрированных на одной фотоленте) менее сложна и более свободна от погрешностей, чем интерпретация цементограммы и волновых картин.

С целью более эффективного определения высоты подъема тампонажных растворов (особенно облегченных) за обсадными колоннами применяют разработанную во ВНИИКРнефти индикаторную приставку акустического каротажа (ИПАК), в основу которой заложена регистрация в виде аналоговой кривой сигналов $A_{отр}$, отраженных от муфтовых соединений обсадных колонн. При этом путь прохождения сигнала от источника до приемника увеличивается кратно по отношению к базе приборов акустического каротажа. Аналоговая кривая $A_{отр}$ пишется совместно с аналоговыми кривыми используемой аппаратуры АКЦ-4, АКЦ-1, УЗБА-21.

Наиболее широкое применение находит разработанный во ВНИИКРнефти на базе БФК фазокоррелограф «Волна», который позволяет записывать полный волновой сигнал в интервале времени от 500 до 1800 мкс (в режиме БФКА) и от 500 до 4500 мкс, включая регистрацию отраженных от муфтовых соединений волн. Аппаратура «Волна» работает в комплекте с аппаратурой акустического контроля всех типов (АК-1, УЗБА-21, АКЦ-4, АКЦ-1). При этом позволяет получить полную информацию при

Таблица 2.1

Технико-методические показатели и область применения аппаратуры	Аппаратура				
	АКЦ-4	УЗБА-21	АК-1 (МАК)	СГДТ-3	ЦМ8-10
Максимальная рабочая температура, °С	150	130 160 (в течение 24 ч)	120	120	130
Гидростатическое давление, МПа	80	80	60	60	60
Тип зонда АКЦ (двух-, трехэлементный)	2	3	3	–	–
Собственная частота преобразователя, кГц	25	20	14	–	–
Регистрируемые акустические параметры (да, нет):					
измерительные:					
$a_к$, ΔT	Нет	Да	Да	–	–
$a_р$	Нет	Да (при повторном спуске)	Да	–	–
индикаторные:					
$T_р$ ($T_{р1}$, $T_{р2}$)	Да	Да	Да	–	–
$A_к$ ($a_{к1}$, $a_{к2}$)	Да	Да	Да	–	–
$A_р$ ($a_{р1}$, $a_{р2}$)	Да	Да	Да (при повторном спуске)	–	–
Ограничения по диаметру обсадной колонны, мм	146–203	≤300	≤300	146–168	203–254
Ограничения по плотности бурового раствора цементного камня (да, нет)	Нет	Нет	Нет	Да	Да
Обеспеченность средствами метрологии (да, нет)	Нет	Да	Да	Да	Нет
Методические возможности (да, нет) аппаратуры при:					
стандартизации приборов и измерений	Нет	Да	Да	Да	Да
оценке высоты подъема цементной смеси на стадии формирования цементного камня	Нет	Да	Да	Да	Да
работе в комплексе с СГДТ-3 и термометром	Нет	Нет	Да	–	–
оценке качества цементирования двухколонных конструкций скважин	Нет	Да (при повторном спуске)	Нет	Нет	Нет
использовании данных на компьютере	Нет	Да	Да	Да	Нет

Примечание. $a_к$, $a_р$ – коэффициенты; ΔT – интегральное время; T – регистрируемое время распространения.

одном спуско-подъеме там, где обычно требуются два. Информацию о наличии цементного раствора и характер его формирования за обсадной колонной можно получить на ранней стадии твердения.

Таблица 2.2

Показатели	Комплекс ЦМГА-2		УЗБА-21
	СГДТ-3	АК-2	
Число одновременно регистрируемых параметров	2	6	4
В том числе измерительных	–	3	2
Предельная температура окружающей среды, °С	120	120	130 (160 в течение 2 ч)
Предельное гидростатическое давление, МПа	60	60	60
Длина каротажного кабеля, км	3,5	5,6	5,6
Предельно допустимый угол наклона скважин, градус	30	60	60
Способ цементирования	Роликовый подпружиненный	Рессорный	Резиновые стержни
Размеры зондов, м:			
толщиномера (ТГ)	0,42±0,002	–	–
плотномера (СЦГ – селективная цементограмма)	0,19±0,002	–	–
малого L_1 (АК)	–	1,5	1,05
большого L_2 (АК)	–	2,0	1,09
базы зонда S (АК)	–	0,5	0,85
Диапазоны измерений и регистрации:			
$a_к$, $a_р$, дБ/м:			
в проверяемом диапазоне на установке УПАК-1	–	15	25
предельные значения	–	0–50	–10 – +50
ΔT, мкс/м:			
в проверяемом диапазоне	–	500	500
предельные значения	–	0–1024	0–1500
$T_{р1}$, $T_{р2}$, мкс	–	1024	1500
толщины стенки обсадной колонны, мм	(5–12)±0,5	–	–
плотности вещества в затрубном пространстве, г/см^3	(1–2)±0,15	–	–
Собственная частота акустических преобразователей, кГц	–	16	20

Технико-методические показатели и область применения аппаратуры контроля цементирования скважин приведены в табл. 2.1, а основные технические характеристики комплекса ЦМГА-2 и аппаратуры УЗБА-21 – в табл. 2.2.

2.2. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Существуют различные методы и приборы для определения повреждений обсадных колонн. Их можно разделить на прямые и косвенные.

Прямые методы контроля: оптический, акустический, электромеханический, механический, магнитный, индукционный, метод рассеянного гамма-излучения (МРГ); косвенные методы: резистивиметрия, термометрия, метод радиоактивных изотопов.

Оптический метод основан на непосредственном фотографировании стенок обсадной колонны и изучении полученных фотографий. Существует разновидность этого метода – фототелевизионный метод. Промышленностью выпускаются комплекты скважинных фотоаппаратов ФАС-1 и ФАС-1М. Недостаток этого метода состоит в том, что состояние колонны можно контролировать только в оптически прозрачной среде.

Акустический метод основан на регистрации отраженных от поверхности труб ультразвуковых колебаний. Изменения амплитуды, фазы, частоты и времени прихода акустических волн создают акустическое изображение внутренней поверхности обсадной колонны со всеми имеющимися дефектами.

Разработан скважинный акустический телевизор (САТ), регистрирующий высокочастотные ультразвуковые импульсы и позволяющий путем сканирования получить изображение стенки обсадной колонны. При помощи этого прибора можно определять местонахождение перфорационных отверстий, трещин, муфтовых соединений и т.п. В отличие от скважинного фотоаппарата он позволяет осуществлять сплошной (по всему стволу) контроль внутренней поверхности обсадных труб. Метод нечувствителен к локальным нарушениям геометрии труб (вмятины, вздутия). Наличие шлама в буровом растворе, как и большая плотность последнего, препятствуют получению достоверной информации.

Электромеханический метод контроля изменения внутреннего диаметра обсадных колонн основан на измерении перемещения шести-восьми рычагов устройства, скользящих во внутренней поверхности обсадной колонны. Радиальные перемещения рычагов передаются на подвижный контакт (ползунок), двигающийся синхронно по реохорде, благодаря чему изменяется соотношение электрических сопротивлений, напряжений или токов измерительной схемы и вырабатывается соответствующий сигнал, поступающий на регистратор.

Все электромеханические приборы дают усредненные значения измеряемых величин, кроме того, возможен пропуск продольных дефектов, попавших в сектор между измерительными рычагами.

Механический метод основан на том же принципе, что и электромеханический, только результаты измерений регистрируются непосредственно в самом приборе.

Магнитный метод основан на регистрации магнитных полей рассеивания, образующихся вокруг отверстия в колонне при намагничивании стационарным магнитным полем обсадных труб.

Метод рассеянного гамма-излучения используют для измерения средней толщины стенок, внутреннего диаметра, а также для выявления крупных разрезов и других дефектов обсадных труб.

Во ВНИИГИСе на основе этого метода созданы калибромер (нутромер), дефектомер и толщиномер (СГДТ-2). На основании интерпретации его показаний можно установить: эксцентриситет колонны, средние толщину и диаметр обсадных труб с точностью до 0,5 мм, места расположения муфт и центрирующих фонарей.

Преимущество этого метода – высокая точность измерения, независимая от плотности бурового раствора и загрязнений поверхности труб. Недостатки метода – невысокий верхний предел рабочей температуры скважинных приборов (≈100 °С), нечувствительность к мелким дефектам колонны, в том числе небольшим трещинам и отверстиям, усреднение значения толщины и диаметров труб, сложность аппаратуры.

Метод резистивиметрии основан на измерении с помощью скважинного резистивиметра удельного электрического сопротивления жидкости в скважине в сочетании с операциями, вызывающими приток или поглощение жидкости через нарушение целостности обсадной колонны. В первом случае место нарушения колонны отмечается нижней границей отклонения кривой изменения сопротивления жидкости, заполняющей скважину; во втором – место нарушения обнаруживается по остановке границы раздела заполняющей скважину и закачиваемой в нее жидкостей.

3

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ПО МЕХАНИКЕ ГОРНЫХ ПОРОД

Под механикой горных пород применительно к процессам строительства скважин понимают, во-первых, основные положения механики разрушения горных пород, использование которых обеспечивает эффективное разрушение горных пород при минимуме затрат времени и материальных средств, и, во-вторых, ее законы в целях сохранения устойчивости уже сформированного или формулирующегося ствола скважины.

Горными породами называются плотные или рыхлые агрегаты, слагающие земную кору. Горные породы состоят из зерен, кристаллов, обломков различных минералов, а также вещества, связывающего (цементирующего) эти частицы, и пор (пустот). Во многих породах в порах содержится вода, которая оказывает влияние на взаимосвязь минеральных частиц.

Основными породообразующими минералами являются: группа кварцевых (кварц, кремень, халцедон и др.), силикаты (полевые шпаты, слюды, амфиболы, пироксены и др.), карбонаты (кальцит, доломит), гидрофильные глинистые (каолинит, монтмориллонит и др.) и водорастворимые (гипс, галит и др.).

Горные породы по происхождению делятся на магматические, изверженные, осадочные и метаморфические.

Магматические горные породы образуются в результате охлаждения и затвердевания магмы. В зависимости от места ее затвердевания они делятся на интрузивные, или глубинные, и эффузивные, или излившиеся (изверженные, вулканические). К первым относятся гранит, сиенит, диорит, габбро; ко вторым – диабаз, андезит, базальт и др.

Осадочные горные породы образуются в результате разрушения земной коры; к ним относятся песчаники, сланцы, известняки, торф, лигнит, бурый и каменный угли, антрацит, каменная соль и др. При бурении нефтяных и газовых скважин наиболее часты породы, состоящие из следующих минералов: глинистых

(каолинита, монтмориллонита и др.), сульфатных (гипса, ангидрита, барита), карбонатных (кальцита, доломита), оксидных (кварца и др.).

Метаморфические горные породы образуются в результате изменения внутреннего строения, химического состава и физических свойств пород под влиянием высоких температуры и давления (кварциты, мраморы, слюдяные сланцы и др.).

С происхождением пород связаны их петрографические характеристики, в том числе структура (строение) и текстура (сложение). Под структурой понимают особенности строения, обусловленные формой, размерами и способом сочетания минеральных зерен. Различают кристаллически-зернистую и обломочную структуры.

Под текстурой понимают расположение и распределение различных по структуре минеральных агрегатов. Различают массивную, слоистую, сланцевую, полосчатую и другие текстуры. Основной текстурный признак осадочных пород – их слоистость.

По строению горные породы подразделяются на кристаллические, аморфные и обломочные.

Осадочные кристаллические породы образуются в результате выпадения из водных растворов или в результате химических реакций, происходящих в земной коре. К ним относятся соль, гипс, ангидрит, известняки, мел, доломиты и органогенные породы, являющиеся продуктами жизнедеятельности организмов.

Горные породы аморфного строения встречаются реже. К ним относятся естественные стекла – обсидианы, имеющие тонкристаллическое или неполнокристаллическое строение, например кремни.

Горные породы могут быть однородными, неоднородными, изотропными и анизотропными.

Однородные породы обладают одинаковыми свойствами во всех точках, неоднородные – неодинаковыми свойствами в разных точках. Горные породы неоднородны по минералогическому составу. В большинстве случаев они полиминеральны. Они неоднородны по механическому составу зерен в массе породы, их взаимному расположению, пористости, проницаемости, прочности, по степени уплотненности, трещиноватости и т.д.

Изотропные породы обладают одинаковыми свойствами во всех направлениях, анизотропные – неодинаковыми свойствами в разных направлениях. Анизотропией обычно обладают кристаллы, многие породы слоистой и полосчатой текстуры, сланцы, глины и др. Анизотропия горных пород обусловливается главным образом их слоистостью. Упругие свойства и прочность

горных пород резко различаются в зависимости от направления действия сил по отношению к плоскости напластования.

В механике горные породы по характеру связей между частицами подразделяются на три основные группы: скальные (прочные), силы взаимодействия между частицами которых главным образом электрические; нескальные (глинистые породы, грунты) с взаимодействием коллоидальных частей, адсорбирующихся на поверхности обломков; сыпучие (раздельно-зернистые).

У прочих пород минеральные частицы связаны цементирующими веществами: кремнистыми (кварцевыми, халцедоновыми), железистыми, известковистыми, глинистыми, мергелистыми, гипсовыми и др. Наиболее прочные породы с кремнистой и железистой цементацией, наименее прочные – с глинистой и гипсовой. В первом случае имеем кварциты и кремнистые песчаники.

В глинистых породах минеральные частицы сцеплены коллоидными пленками кремнекислоты, а также пленочной, капиллярной водой и коллоидами глинистых и пылеватых частиц. Поверхность этих частиц покрыта пленками воды, удерживаемыми электромолекулярными силами притяжения, достигающими у поверхности частицы нескольких сотен мегапаскалей. Молекулы воды образуют пленку толщиной в несколько десятков молекул так называемой прочносвязанной воды, вокруг которой располагается второй слой (под меньшим давлением) рыхлосвязанной воды. За этим слоем имеется свободная вода, заполняющая поры. Связанная вода обладает большими плотностью и вязкостью, чем обычная. Благодаря силам сцепления нескальная порода в сухом состоянии образует прочную массу, которая во влажном состоянии в зависимости от количества воды переходит в пластическое и даже текучее состояние. Нескальные породы могут содержать также песчаные частицы, которые придают породе некоторую жесткость, создавая трение между частицами.

Сыпучие горные породы представляют собой скопления не связанных друг с другом минеральных частиц (зерен, обломков). Главные минеральные компоненты песков – кварц, полевые шпаты и обломки различных пород и минералов. В меньшем количестве встречаются слюда, карбонаты, глауконат, пирит, магнетит и др.

Горные породы неоднородны по минералогическому составу, распределению зерен в массе породы, пористости и проницаемости, степени уплотненности и трещиноватости. Такая неоднородность играет весьма важную роль в процессах разрушения горной породы, их эффективности, так как неоднородность имеет большое значение при оценке их прочностных свойств.

3.1. МЕХАНИЧЕСКИЕ И АБРАЗИВНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Способность горных пород реагировать на внешние воздействия изменением размеров, формы и целостности относится к механическим свойствам.

Способность горных пород изменять без разрушения форму и размеры в результате направленного на них силового воздействия называется деформируемостью.

Прочность горных пород – это способность их воспринимать силовые воздействия без разрушения. Реальная (техническая) прочность отличается от теоретической, под которой понимается прочность связи между элементарными частицами, слагающими идеальную кристаллическую решетку. Для реальных тел отношения теоретической прочности к технической достигают больших значений: для железа – 4500, цинка – 2000, хлористого натрия – 600, кварца – 90.

Твердость пород – это способность их сопротивляться внедрению в них постороннего тела.

Горные породы могут деформироваться в пределах упругости и претерпевать пластические (остаточные) деформации.

Способность горных пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и полностью восстанавливать первоначальное состояние после устранения воздействий называется упругостью.

Способность горных пород изменять форму и объем под влиянием силовых воздействий и сохранять остаточные деформации после устранения воздействия называется пластичностью.

Горные породы при их нагружении характеризуются одновременным проявлением упругой и пластической деформаций, так как не являются идеально упругим или идеально пластическими телами.

Минералы в большинстве случаев деформируются как упругохрупкие тела: их разрушение характеризуется моментом, когда напряжения достигают предела упругости и деформации следуют закону Гука. Повышение температуры и всестороннего давления может привести к тому, что минералы будут деформироваться как упругопластичные тела.

Горные породы деформируются, не следуя закону Гука; вследствие их дисперсного строения их связь между напряжением и деформацией носит сложный характер.

Упругое поведение тела, в том числе горных пород, характеризуется модулем Юнга (упругости) E, коэффициентом Пуассона

μ или модулем сдвига G. Иногда необходимо знать модуль объемного сжатия K. Указанные константы изотропного тела взаимно связаны:

$$E = 2G(1 + \mu);$$
$$E = 3K(1 - \mu). \qquad (3.1)$$

Для горных пород, которые относятся к анизотропным телам, константы E и μ должны быть заданы в виде кривых в зависимости от направления.

Различают: модуль упругости E, возникающий при однократном нагружении; модуль упругости $E_н$, получаемый в результате исключения остаточных деформаций методом многократной нагрузки и разгрузки; динамический модуль упругости $E_д$, вычисляемый по скорости распространения упругих волн. Они различны: $E < E_н < E_д$.

Модуль упругости, полученный при испытании образцов горных пород для деформации различных видов при растяжении $E_р$, изгибе $E_и$ и сжатии $E_{сж}$, неодинаков: $E_р < E_и < E_{сж}$. Количественное соотношение примерно следующее: $E_и/E_р = 1{,}1 \div 1{,}3$; $E_и/E_{сж} = 0{,}25 \div 0{,}35$.

Модуль упругости горных пород по мере увеличения глубины их залегания возрастает. Наибольшее влияние на модуль упругости оказывают минералогический состав, структура, текстура, условия залегания, природа вещества, заполняющего поровые пространства, и др.

Повышение песчанистости приводит к увеличению E породы. Его значения определяются в основном модулем упругости основного породообразующего минерала, но $E_{сж.п} < E_{сж.м}$.

Модули упругости при сжатии некоторых минералов имеют следующие значения:

Минерал	Кварц	Кальцит	Гипс	Галит
$E_{сж.м} \cdot 10^{-6}$, МПа	7,9–10	5,8–9,0	1,2–1,5	2,4–2,6

По мере увеличения карбонатности у осадочных горных пород модуль упругости возрастает. При прочих равных условиях мелкозернистые породы имеют более высокий модуль Юнга, чем крупнозернистые.

Модули упругости для горных пород имеют следующие значения:

Порода	Глинистый сланец	Известняк	Доломит	Мрамор	Песчаник	Кварцит
$E_{сж.п} \cdot 10^{-6}$, МПа	1,5–2,5	1,3–6,0	2,1–16,5	3,9–9,2	3,3–7,8	7,5–10,0

По Л.А. Шрейнеру, для целей бурения модуль упругости можно определить по формуле

$$E_ш = \frac{P(1 - \mu^2)}{2 d_ш \xi_{уп}},$$

где $E_ш$ – модуль упругости породы при вдавливании цилиндрического штампа, Па; P – нагрузка на штамп, соответствующая деформации, Н; μ – коэффициент Пуассона; $d_ш$ – диаметр штампа, м; $\xi_{уп}$ – упругая деформация, м.

Кроме того, модуль упругости $E_ш$, зависит от пористости пород, минералогического состава, направления действия деформирующих сил по отношению к слоистости породы и т.д.

Если $E_{||}$ – модуль упругости параллельно, а $E_\perp$ – модуль упругости перпендикулярно к напластованию, то $E_{||}/E_\perp$ для глинистых пород доходит до 2, для песчаников – до 1,2, для алевролитов – до 1,4. Это отношение характеризует степень упругой анизотропии горной породы. С увеличением влажности горных пород модуль упругости существенно снижается.

По Л.А. Шрейнеру, горные породы в зависимости от модуля упругости подразделяются на восемь категорий. Коэффициент Пуассона μ для горных пород – величина, изменяющаяся в пределах 0,10–0,45. Приведем значения μ для горных пород:

Порода	Глины пластичные	Глины плотные	Глинистые сланцы	Известняки	Песчаники	Каменная соль	Гранит
μ	0,38–0,45	0,25–0,35	0,10–0,20	0,28–0,33	0,30–0,35	0,44	0,26–0,2

Коэффициент Пуассона уменьшается с увеличением деформирующей нагрузки: для известняка изменение нагрузки в пределах 10–250–500 Н приводит к уменьшению μ до 0,28.

Направление приложения нагрузки параллельно и перпендикулярно к напластованию показывает, что $\mu_{||} > \mu_\perp$. Модуль сдвига и модуль объемного сжатия горных пород вычисляют, определив E и μ по формулам (3.1).

Коэффициент Пуассона зависит от метода испытания. При динамических испытаниях он меньше, чем при статических, и в некоторых случаях во много раз (для доломитов и известняков, например, 1,7–2,1 раза).

Изучение процессов разрушения горных пород и исследование устойчивости горной выработки требуют знания их сжимаемости. Она характеризуется коэффициентом объемного сжатия

$$\beta = \frac{1}{V_0} \frac{dV}{dp},$$

где V_0 – объем при нормальных значениях давления и темпе-

ратуры; dV – уменьшение объема при увеличении давления на dp.

Горные породы уменьшают под действием всестороннего давления свой объем следующим образом: для большинства горных пород $\beta = 10^{-6} \div 10^{-7}$, т.е. объем горных пород при увеличении давления на 0,1 МПа уменьшается на несколько миллионных или даже десятимиллионных долей их первоначального объема. С увеличением давления коэффициент объемного сжатия горных пород уменьшается. Например, для известняка значение β при небольших давлениях высоко и составляет $(2{,}3–2{,}7)10^{-6}$, а при давлениях выше 200 МПа оно достигает $1{,}39 \cdot 10^{-6}$, т.е. значений β для кальцита, остающегося несжимаемым вплоть до давления 1000 МПа.

Горные породы делят на хрупкие и пластичные при обычных условиях. Изменение условий испытания перемещает границу между хрупкостью в ту или иную сторону. По В.С. Федорову, хрупкость, а значит, и пластичность, следует рассматривать как состояние тела, а отнюдь не как свойство материала. В понятие состояния горных пород входят: структура, дефекты и искажения, относящиеся к самим зернам (решеткам), их поверхности и веществу, связывающему зерна, температуру и время действия сил и их значение. При определенных сочетаниях этих факторов горные породы могут вести себя как хрупкие или как пластичные тела. Л.А. Шрейнер на основании экспериментов при вдавливании штампа в образцы горных пород классифицировал их на упругохрупкие, упругопластичные и не дающие общего хрупкого разрушения. При этом установил и характерные кривые деформации.

При построении и анализе диаграмм (рис. 3.1) деформации в координатах $P - \xi$ (соответственно нагрузка P в ньютонах и деформация ξ в микрометрах) тангенсы углов α и α_1 наклона соответственно линий AB и BC характеризуют упрочняемость породы при пластическом деформировании: точка A пересечения линий $0A$ (в упругой области) и AB (в пластической области) дает значение нагрузки P_0, по которой можно судить о пределе текучести.

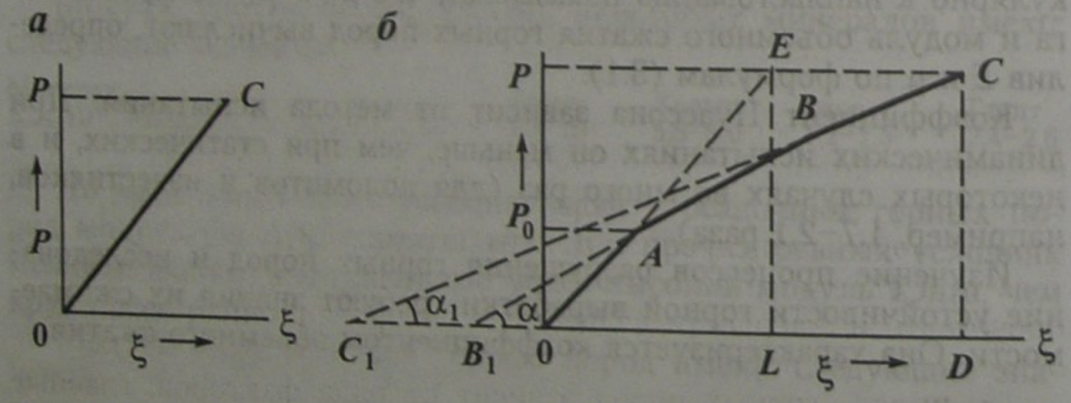


Рис. 3.1. Диаграммы деформации при вдавливании штампа, построенные в координатах P и ξ:
а – в упругохрупкую породу; *б* – в упругопластичную породу

Л.А. Шрейнер с сотрудниками под мерой пластичности понимают некоторый коэффициент $K_п$, получаемый как отношение общей работы, затраченной до разрушения (площадь $0ABCD$), к работе упругих деформаций (площадь $0EL$). Точка C соответствует значению нагрузки P, при которой наступает общее разрушение образца горной породы под штампом.

Для упругохрупких пород $K_п$ принимается равным единице. Породы осадочной толщи к этой категории практически не относятся. Для этих пород $K_п$ удовлетворяется неравенством $1 < K_п < 6$. К ним относятся известняки, доломиты, песчаники и другие породы.

Породы, для которых $K_п > 6$, относят к классу пород, «не дающих общего хрупкого разрушения». К ним относятся глинистые сланцы; $K_п$, равный практически бесконечности, характеризует глины.

Пластические свойства горных пород существенно изменяются с изменением их минералогического состава и пористости; например, при постоянной пористости $K_п$ горной породы увеличивается по мере уменьшения ее карбонатности или глинистости. Породы с постоянной карбонатностью показывают увеличение $K_п$ с ростом пористости.

Прочность – одно из основных свойств горных пород. Ее можно определить как сопротивление тел механическому разрушению. Характер деформации играет существенную роль. Наиболее часто используются данные по пределам прочности при разрыве $R_р$ (растяжении), изгибе $R_и$, сжатии $R_{сж}$, скалывании τ_s (сдвиге, срезе).

Понятие о твердости менее определенно и применительно к внедрению долота, условно состоящего из своеобразных клиньев (штампов), может быть сформулировано как сопротивляемость горной породы внедрению в него штампа. Это есть прочность тела при вдавливании в него другого тела. Между показателями прочности и твердости существует корреляционная связь для одних и тех же пород.

Прочность горных пород зависит от ряда факторов, главные из которых – минералогический состав, размер и форма зерен кристаллов породы, структура и текстура, тип цемента, количественное соотношение между цементом и материалом породы,

пористость и слоистость, уплотненность, перемятость, водонасыщенность и др. Значительное влияние на прочность оказывают вид деформации, масштабный фактор, скорость приложения нагрузки и др. Рассмотрим некоторые из них.

Прочность материалов определяется силами сцепления и внутреннего трения. Между прочностью горных пород и их сцеплением существует прямая связь. Интенсивность сцепления C можно определить через предел прочности при сжатии $R_{сж}$ и угол внутреннего трения φ по формуле

$$C = \frac{R_{сж}(1 - \sin\varphi)}{2\sin\varphi}$$

или через предел прочности на разрыв $R_р$

$$C = \frac{R_р(1 + \sin\varphi)}{2\sin\varphi}.$$

Интенсивность сцепления численно почти равна пределу прочности при разрыве: $C \approx R_р$.

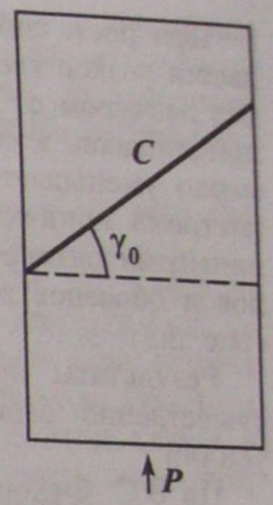
По сечению образца горной породы прочность не везде одинакова: ее значения максимальны при разрушении зерна породы, меньше – в местах связи зерен и равны нулю в порах, трещинах.

Интенсивность сцепления часто определяется из условия разрушения на сдвиг, что обусловлено силами сцепления и трения. В общем случае сдвиг происходит не по плоскости, а по некоторой зоне толщиной, превышающей размер частиц породы. Силу внутреннего трения f принято оценивать коэффициентом или углом внутреннего трения φ: $\mathrm{tg}\varphi = f\,\varphi = 2\gamma_0 - 90°$, где γ_0 – определяемый экспериментальным путем угол некоторой площадки C в образце породы к горизонту, на которой при приложении нагрузки устанавливается равновесие сил (рис. 3.2).

Главные породообразующие минералы обладают различной прочностью; наивысшая прочность, достигающая 500 МПа, у кварца. При прочих равных условиях во всех осадочных горных породах с увеличением количества растворенного кварца прочность возрастает. Прочность кварцитов и кремния достигает 300–500 МПа, у карбонатных пород она меньше. Прочность основных породоразрушающих минералов кальцита и доломита составляет соответственно 160 и 200 МПа. Прочность обломочных сцементированных пород определяется минеральным составом цементирующего вещества.

Прочность на разрыв горных пород выше, если зерна, их составляющие, меньших размеров. Прочность на скалывание слабо зависит от размера зерен. Разнозернистые горные породы ха-

Рис. 3.2. Схема разрушения образца породы под действием сжимающих усилий



рактеризуются повышенной прочностью по сравнению с теми, у которых размеры зерен примерно одинаковы.

Как правило, горные породы, имеющие «цемент» соприкосновения, менее прочны, чем породы, имеющие базальтовый цемент и цемент пор.

Прочность пород при сжатии с низкой пористостью (0,5–2,0 %) существенно зависит от формы и характера взаимного расположения зерен. Так, у сланцев она при этом изменяется от 69 до 247 МПа.

Еще большее влияние эти факторы оказывают на известняки.

Увлажнение горных пород приводит к снижению их прочности: для глинистых пород падение прочности весьма резкое; для скальных оно значительно меньше – до 20–30 %. Увлажнение до 16–18 % повышает, а водонасыщение резко снижает прочность песков. Насыщение пород нефтью понижает их прочность.

Прочность при сжатии горных пород возрастает с увеличением уплотнения по линейному закону. В.С. Федоров считает, что прочность пород увеличивается от свода к крыльям с ростом глубины залегания.

Существенное влияние на прочность горных пород оказывает вид деформации. При прочих равных условиях пределы прочности при растяжении $R_р$, скалывании $R_с$, изгибе $R_и$ и одноосном сжатии $R_{сж}$ располагаются в следующем порядке: $R_р < R_с < R_и < R_{сж}$.

Ориентировочно их соотношения для разных пород выражаются значениями

$$\frac{R_р}{R_{сж}} = \frac{1}{20} \div \frac{1}{35};\quad \frac{R_с}{R_{сж}} = \frac{1}{6} \div \frac{1}{13};\quad \frac{R_и}{R_{сж}} = 0{,}10 \div 0{,}32.$$

При росте линейных размеров кубиков от 2 до 10 см наблюдается резкое увеличение предела прочности на сжатие. У образцов размером от 10 до 20 см $R_{сж}$ возрастает, но менее выражено, приближаясь к некоторому значению. Прочность зерен закономерно уменьшается с увеличением размера зерен. В.С. Федоров построил кривую, дающую наглядное представление о влиянии линейных размеров (масштабный фактор) на прочность минералов и образцов горных пород (кубиков) при одноосном сжатии (рис. 3.3).

Результаты испытаний горных пород на одноосное сжатие существенно зависят от скорости приложения разрушающих усилий.

По В.С. Федорову, при «мгновенном» действии разрушающих сил прочность известняков, песчаников, глинистых сланцев увеличивается на 10–15 % по сравнению с замедленным приложением сил. Аналогичная закономерность прослеживается и в случае испытания других горных пород.

Скоростной эффект большее влияние оказывает на пластичные породы, меньшее на хрупкие.

Горные породы разрушаются и при нагрузках, меньше критических, но в течение продолжительного времени.

Твердость горных пород является одним из свойств, представляющих интерес с позиции механики разрушения. Существует несколько способов определения твердости горных пород. Наиболее известный – по шкале Мооса. Получил распространение метод определения твердости горных пород, разработанный Л.А. Шрейнером. Сущность метода заключается во вдавливании в плоскую отшлифованную поверхность испытуемого тела пуансона (штампа), имеющего плоское основание и известный диаметр, с замером нагрузок, деформации до разрушения, параметров зоны разрушения, а также в вычислении показателей механических свойств.

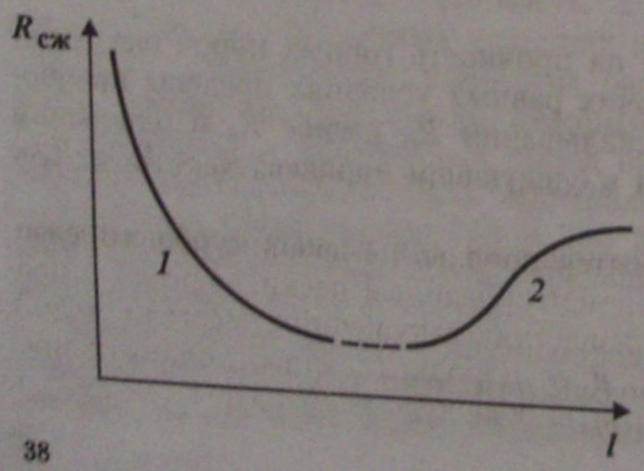


Рис. 3.3. Влияние линейных размеров *l* (масштабный фактор) на прочность минералов и горных пород при одноосном сжатии:
1 – зона зерен минералов; *2* – зона крупных образцов (кубики)

Деформацию измеряют с помощью индикатора с точностью отсчетов от 0,001 до 0,002 мм в зависимости от условий испытания. Нагрузка на пуансон прилагается ступенями, ее повышают через малые интервалы, внутри каждого из которых деформация должна пройти до конца.

Затем строят график зависимости деформации от напряжений – кривую деформации при вдавливании штампа (см. рис. 3.1).

Условно кривую деформации делят на участок $0A$ – область упругой деформации и участок AB – область пластической деформации с последующим хрупким разрушением. При испытании хрупких пород участок AB будет отсутствовать. Пластические породы не имеют хрупкого разрушения. В этом случае за меру твердости принимается предел текучести, чему соответствует точка P_0 на ординате P.

Нагрузка P_0, отнесенная к площади штампа S, представляет собой предел текучести (Па): $\sigma_0 = P_0/S$.

Упругие свойства пород могут с некоторой степенью приближения характеризоваться наклоном ветви $0A$ к оси абсцисс. Приближенное значение модуля упругости горной породы при нагрузке, соответствующей любой точке прямой $0A$, может быть определено из зависимости $E = 0{,}94P/2a\varepsilon$, где ε – деформация, соответствующая нагрузке P; a – радиус штампа.

Коэффициент пластичности принимается равным отношению общей работы, затрачиваемой для хрупкого разрушения (площадь $0ABCD$), к работе упругих сил (площадь $0EL$).

Для горных пород, которые не дают общего хрупкого разрушения (пластичные породы), коэффициент пластичности принимается условно равным бесконечности.

По Л.А. Шрейнеру, породы делятся на три группы.

Группа	I			
Категория	1	2	3	4
Твердость, МПа	0,5–1,0	1,0–2,5	2,5–5,0	5,0–10,0
Группа	II			
Категория	5	6	7	8
Твердость, МПа	10–15	15–20	20–30	30–40
Группа	III			
Категория	9	10	11	12
Твердость, МПа	40–50	50–60	60–70	>70

В табл. 3.1 приводятся механические свойства некоторых горных пород.

К первой группе относятся породы, не дающие общего хрупкого разрушения (слабосцементированные пески, мергели с прослоями песка, суглинки, известняк-ракушечник, мергели и др.); ко второй – упругопластичные породы (сланцы, доломитизированные известняки, доломиты кварцево-карбонатные и др.); к

Таблица 3.1

Механические свойства горных пород (по Л.А. Шрейнеру)

Горные породы	Твердость, МПа	Коэффициент пластичности	Модуль упругости $E \cdot 10^{-1}$, МПа
Глины	100–250	>1–3	0,25–0,5
Аргиллиты	250–500	>1–3	0,5–1,0
Мергели	50–250	1–3	<0,5
Песчаники кварцевые	250–2500	>1–4	0,5–5,0
Известняки	1000–2000	2–6	1–5
Гипсы	250–500	>1–6	0,5–2,5
Кремнистые породы	≥5000	1–3	>10

третьей – упругохрупкие, как правило, изверженные и метаморфические породы. Из осадочных пород к последней группе относятся кварциты, кремни и окремнелые карбонаты.

По методике Л.А. Шрейнера весьма трудно отличить высокопластичную породу от высокопористой. Пластичность пород этих видов условно принимается равной бесконечности, когда у них вполне определенный коэффициент пластичности.

Поскольку прочность и твердость горных пород взаимосвязаны, на последнюю оказывают влияние те же факторы и в том же направлении, что и на твердость. При прочих равных условиях твердость повышается от типа цемента (слева направо): глинистый → гидрослюдисто-глинистый → карбонатный → базальтовый.

Существенно влияют на твердость структура породы и пористость.

Некоторые факторы влияют на $R_{сж}$ и твердость неодинаково и в противоположных направлениях: например геотектонический фактор – предел прочности при сжатии $R_{\perp}$ перпендикулярно к напластованию больше предела прочности $R_{\parallel}$ параллельно напластованию ($R_{\perp} > R_{\parallel}$), тогда как для твердости результаты прямо противоположны, причем $R_{\parallel} > R_{\perp} = 1{,}1 \div 1{,}8$.

Из числа технико-технологических факторов на твердость горных пород наибольшее влияние оказывают факторы: масштабный, формы и скоростной. Чем выше твердость горной породы, тем отчетливее влияние масштабного фактора; а чем больше размеры площади штампа, тем выше твердость (до определенного размера).

Для оценки сопротивляемости горных пород разрушению при бурении пользуются также понятием критического напряжения $\sigma_{кр}$. По В.С. Федорову, критическое напряжение – это отношение нагрузки на долото $P_д$, при которой начинается активное объемное разрушение породы, к первоначальной площади контакта. Величина $\sigma_{кр}$ характеризует сопротивление породы проникновению в нее рабочих элементов долота и определяется из данных бурения. Эта величина и твердость по штампу (по Л.А. Шрейнеру) имеют одинаковую физическую сущность. Твердость по Л.А. Шрейнеру определять проще, чем $\sigma_{кр}$, поэтому она более предпочтительна.

Абразивная способность горных пород – это способность изнашивать разрушающий их инструмент. Это понятие связано с понятием о внешнем трении и износе.

В.С. Федоров выделил основные положения абразивной способности горных пород применительно к бурению.

Главная причина абразивного износа твердых тел – неровности на соприкасающихся поверхностях. В случае не очень больших давлений на соприкасающихся поверхностях площадь истинного контакта составляет лишь $2 \cdot 10^{-5}$–$2 \cdot 10^{-4}$ части полной площади поверхности, т.е. весьма малую ее часть. Соприкасающиеся поверхности находятся под действием точечных нагружений. Число мест контакта значительно, но площадь их соприкосновения мала.

В общем случае абразивный износ – процесс весьма сложный. На одних участках обеспечивается механическое сцепление (царапание), и здесь сопротивление трению обусловливается прочностью на срез взаимно внедряющихся элементов поверхности. На других участках обеспечивается молекулярное сцепление, и сопротивление разрушению связано с преодолением молекулярных сил. Практически при бурении молекулярными силами можно пренебречь.

Объемный износ

$$V = \delta \mu_v p f s,$$

где δ – коэффициент износа; μ_v – кинетический коэффициент внешнего трения; p – твердость горной породы; f – площадь соприкосновения трущихся поверхностей; s – путь трения.

Тогда для одного и того же изнашивающегося материала при прочих равных условиях при соприкосновении с разными породами (в пределах определенного класса) можно записать:

$$V_1/V_2 = \mu_1 p_1/\mu_2 p_2,$$

где μ_1, p_1 – соответственно коэффициент внешнего трения и твердость одной породы; μ_2, p_2 – то же, второй породы.

Следовательно (по В.С. Федорову), для бурения мерой относительной абразивной способности горной породы может служить произведение коэффициента внешнего трения и твердости.

Коэффициент трения о породу тем больше, чем выше ее твердость при одинаковом минералогическом и зерновом составе, что объясняется затрудненным выламыванием зерен из породы повышенной твердости, а также тем, что разрушающий инструмент царапается более интенсивно.

По тем же причинам μ_v выше при трении о мелкозернистые породы с остроконечными и ребристыми зернами, чем при трении о крупнозернистые породы с окатанными зернами.

При трении инструмента о породу (нешлифованную) коэффициент μ_v является возрастающей функцией нормального давления вплоть до момента, когда это давление не станет равным твердости породы. В дальнейшем μ_v остается примерно постоянным. Для расчетов при бурении в реальных породах μ_v следует определять при нормальных давлениях на трущихся поверхностях.

3.2. ВЛИЯНИЕ ВСЕСТОРОННЕГО ДАВЛЕНИЯ, ТЕМПЕРАТУРЫ И ВОДОНАСЫЩЕНИЯ НА НЕКОТОРЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Гравитационные силы, тектонические напряжения, давления насыщающих породу флюидов вызывают напряженное состояние, испытываемое горными породами в земной коре и называемое горным давлением $p_г$, которое принято определять в зависимости от плотности ρ_0 вышележащих пород и глубины рассматриваемой точки z, т.е. $p_г = \rho_0 gz$.

Давление, обусловленное сопротивлением массива радиальной деформации выделенного объема породы, называется боковым давлением $p_б$ и зависит от горного давления:

$$p_б = \frac{\mu}{1-\mu} p_г,$$

где μ – коэффициент Пуассона.

Наконец, флюиды, находящиеся в пластах под определенным давлением, в особенности вода, оказывают весьма серьезное влияние на поведение горных пород и их свойства в конкретных условиях. Наиболее полно изучено влияние всестороннего сжатия на изменение поведения горных пород.

Установлено:

1. Твердость глинисто-карбонатных пород существенно зависит от всестороннего сжатия. Чем меньше твердость, тем заметнее влияние на нее всестороннего давления. Особенно интенсивен рост ее при давлениях 70–80 МПа.

2. Пластические свойства глинисто-карбонатных пород изменяются в условиях всестороннего давления следующим образом.

С повышением всестороннего давления предел текучести и коэффициент пластичности пород увеличиваются, темп «упрочнения» пород под штампом при этом возрастает. При определенном давлении коэффициент пластичности для каждой породы скачком изменяется до ∞. Чем выше коэффициент пластичности породы, чем заметнее влияние давления на рост последнего. С увеличением давления темп роста коэффициента пластичности снижается.

С увеличением давления предел текучести пород при температуре 150 °С возрастает.

Б.В. Байдюк и Л.А. Шрейнер изучили влияние напряженного состояния и влажности на устойчивость глинистых пород в скважинах и пришли к выводу, что пластичные глинистые породы могут сохранять устойчивость до значительных глубин даже при небольшой плотности жидкости, если не происходит их увлажнение, которое существенно снижает прочностные свойства.

Общая закономерность для всех горных пород – уменьшение прочности при насыщении их водой.

Вода и особенно вода с растворенными в ней поверхностно-активными веществами (ПАВ) существенно понижает поверхностную энергию горной породы, тем самым уменьшая ее прочность и твердость.

Жидкость, находящаяся в порах горной породы, также оказывает влияние на ее свойства. В случае неизолированного образца (массива) горных породы при создании гидравлического давления в поры породы будет проникать жидкость, создающая давление. В этом случае на скелет породы действует разность между внешним гидравлическим и поровым давлениями. Если разность мала, что обычно наблюдается, то механические свойства породы при создании всестороннего гидравлического сжатия заметно не изменяются.

Горные породы в условиях их разрушения на забое скважины не находятся в объемно-напряженном состоянии в пределах зоны разрушения и предразрушения. При наличии капиллярного давления, равного 200–250 МПа, жидкость проникает в трещиноватые участки забоя, образуемые долотом, и устраняет всестороннее давление в области разрушения. В процессе разрушения породы забоя жидкость бурового раствора фильтруется сквозь забой, что способствует уравновешиванию гидростатического давления в пределах глубины проникновения жидкости.

3.3. ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

Горные породы разрушаются вследствие отрыва (от нормальных напряжений) или сдвига, скалывания, среза (от касательных напряжений). При сжатии порода разрушается преимущественно на скалывание, при растяжении – на отрыв. Разрушение горных пород – процесс сложный, и разрушения на скалывание и отрыв сопровождают друг друга.

Процесс разрушения требует времени и происходит постепенно, но с различной скоростью. Разрушение обычно проходит по контактным поверхностям отдельных минеральных зерен. Продолжительность разрушения для одной и той же породы при прочих равных условиях определяется нагрузкой, температурой, активностью среды, напряженным состоянием пород и т.д.

При бурении скважин разрушение горных пород долотами различного типа может быть поверхностным и объемным. Первый вид разрушения обычно неэффективен – он сводится к дроблению, истиранию, выламыванию из массива и проталкиванию в направлении движения инструмента частиц породы.

При ударном воздействии горные породы могут разрушаться при напряжениях меньше критических, соответствующих пределу прочности. При некотором значении силы порода разрушается после первого удара. Уменьшение силы требует увеличения числа ударов по одной и той же точке. Ниже некоторого значения силы разрушение породы не произойдет при любом числе ударов.

Разрушение породы при циклических нагружениях обусловливается ее усталостью. Число циклов нагружения при напряжениях, близких к пределу усталости, необходимое для разрушения таких пород, как мрамор, известняк, доломит, кварцит, составляет 50–110.

Отношение предела усталости к прочности для этих пород в зависимости от пластичности колеблется в пределах 1/21–1/29.

Меньшей, но продолжительно действующей силой можно достигнуть большего разрушительного эффекта, чем большей силой, но действующей мгновенно. Следовательно, в реальных условиях при бурении с увеличением частоты вращения долота необходимо увеличивать осевую нагрузку. На эффект разрушения горных пород частота вращения долота оказывает двоякое влияние: эффективность разрушения возрастает, но вместе с тем

снижается продолжительность контакта зубцов шарошки с породой, что уменьшает эффективность разрушения.

При поверхностном разрушении механическая скорость проходки увеличивается пропорционально росту частоты вращения.

Порода разрушается и при действии на нее струи жидкости, которая истекает из отверстий долота, причем следует выполнить условия: поток жидкости должен оказывать на забой давление p_i; скорость перемещения струи v относительно плоскости забоя не должна превышать некоторого значения, зависящего от p_i и прочности породы $R_{сж}$.

Между этими величинами установлена эмпирическая зависимость $p_i > K_0 R_{сж}$, что справедливо при $v \le 0{,}5$ м/с. Опытный коэффициент K_0 должен быть равным 0,25–0,35.

Для конкретных условий бурения максимальная механическая скорость проходки будет только при определенном сочетании частоты вращения, осевой нагрузки на долото и расхода жидкости. Этот расход – оптимальный. Рекомендуется подбирать соответствующее сочетание параметров гидромониторной струи, обеспечивающее окончательный отрыв и увеличение частиц, преодоление угнетающего их перепада давления, образующегося при непрерывном процессе фильтрации жидкости в зону разрушения.

Выбор оптимальных процессов, связанных с бурением скважины, пока невозможен из-за различных технико-технологических трудностей и незнания упругих, пластических, прочностных и абразивных свойств горных пород. Тем не менее, пользуясь обобщенными показателями, характеризующими свойства горных пород, можно добиться существенных результатов. Один из таких показателей – буримость горных пород.

Под буримостью понимают углубление скважины за 1 ч собственно бурения – так называемую механическую скорость проходки $v_м$ (в м/ч).

Эта скорость с течением времени вследствие износа долота уменьшается. Изменение скорости $v_м$ во времени t можно выразить несколькими способами, например:

$$v_м = v_0 \, e^{-kt};$$

$$v_м = v_0(1 + \theta_f t)^{-m};$$

$$v_м = v_0(1 + \alpha t)^{-x},$$

где v_0 – начальная механическая скорость проходки, м/ч; k, θ_f, m, α, x – коэффициенты.

При правильно подобранных режимах бурения, когда обеспечивается объемное разрушение горных пород, v_0 обратно пропор-

циональна твердости. Она зависит также от других свойств (упругости, пластичности и др.). При объемном разрушении пород и прочих равных условиях можно судить о трудности разбуривания пород разных категорий, обусловливаемой прочностными, упругими и пластичными свойствами пород.

Коэффициенты k, θ_f и x характеризуют темп падения скорости с течением времени в результате износа долота вследствие абразивной способности горной породы. Кроме абразивных свойств, эти величины зависят от износостойкости рабочих элементов долота, его конструктивных особенностей, способов и параметров режима бурения.

Если породы определенной группы разбуривают долотами одной и той же модели, одного размера, при постоянных режимах бурения, то по темпу снижения механической скорости проходки можно судить об относительной абразивной способности пород.

Коэффициенты m и α – величины постоянные, не зависящие от абразивных свойств горных пород. Пока нельзя сказать, какой из коэффициентов предпочтительнее использовать для оценки абразивной способности.

Известны и другие оценки буримости. По В.И. Тарасевичу, в основу оценки буримости положена удельная энергия разрушения, определяемая в забойных условиях.

В.С. Владиславлев предлагает классифицировать буримость горных пород по механической скорости проходки, полученной на оптимальном режиме бурения инструментом, дающим максимальную механическую скорость проходки в данной породе и др.

4 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН

На современном этапе развития технологии и техники бурения использованы почти все возможности упрощения конструкций скважин за счет снижения зазоров между скважиной и колонной. Поэтому дальнейшее их совершенствование может идти лишь по пути увеличения длины выхода незакрепленного ствола из предыдущей колонны. Длина выхода зависит в основном от продолжительности бурения, т.е. максимально возможного времени устойчивости ствола скважины в осложненных геологических условиях.

Наряду с этим длина выхода из промежуточной колонны зависит от устойчивости последней к внешним и внутренним нагрузкам, которые при механическом износе стенок обсадных труб способны вызвать повреждения колонны или потерю герметичности. При бурении глубоких разведочных скважин это недопустимо.

Степень износа труб определяется выполненной в обсадной колонне работой при бурении из-под башмака колонны на длину выхода из нее. Объем указанной работы характеризуется в основном числом спускоподъемных операций, выполненных в колонне, и временем вращения бурильного инструмента в ней. При одном и том же значении пути трения износ обсадных труб различен при разных значениях прижимающих нагрузок, зависящих от угла и азимута искривления ствола скважины, длины и диаметра бурильного инструмента, скорости движения колонны. Следовательно, применение высокопрочных труб в компоновке колонны не означает, что она будет иметь большую износостойкость, поэтому обсадные колонны, предназначенные для глубоких скважин, не рекомендуется составлять из высокопрочных труб с пониженной толщиной стенки.

Объем работ в промежуточных колоннах настолько велик, что избежать значительного износа труб невозможно.

При выборе конструкции скважины необходимо оценивать длину выхода и механический износ промежуточных колонн.

Г.М. Эрлихом была предложена методика работ по оценке износа обсадных колонн, получившая широкое распространение в практике проектирования конструкций скважин на Кубани. Методика прошла промышленную апробацию и показала хорошую сходимость результатов расчета и замеров остаточной толщины стенок обсадных труб после их извлечения из скважин.

Для определения объема работ при возвратно-поступательном движении L_1 и вращении бурильного инструмента в колонне L_2, а также износа обсадных труб i предложены следующие зависимости:

$$L_1 = \frac{2ch}{l}\left(s + H_0\frac{1}{h} - H_0\right); \quad (4.1)$$

$$s = H_1\left(\frac{H_2 - H_1}{c}\right)\left(\frac{c+1}{2}\right); \quad (4.2)$$

$$L_2 = \pi dnt\frac{h}{l_0}; \quad (4.3)$$

$$i = (L_1 + L_2)/41500, \quad (4.4)$$

где c – число рейсов; h – длина бурильного замка в свинченном виде; l – средняя длина одной трубы с замком; s – средняя длина бурильной колонны при спуске или подъеме за рейс; H_0 – общая длина УБТ; H_1 – начальная глубина бурения; d – диаметр замка бурильной трубы; n – средняя частота вращения ротора при бурении в интервале от H_1 до H_2; t – время бурения роторным способом; l_0 – расстояние между замками бурильной колонны; 41500 – условное линейное перемещение бурильной колонны, м, необходимое для износа стенок обсадных труб на 1 мм.

По приведенным формулам выполнен расчет механического износа труб промежуточных колонн для ряда конструкций. Итоговые данные расчета показывают, что даже при длине выхода из колонн 1000–1500 м и относительно малом числе рейсов (средняя проходка на долото 10 м) износ стенок предыдущих потайных колонн составляет 30–77 % от начальной толщины стенок, а для 299- и 245-миллиметровых колонн в подобных конструкциях при рассчитанном объеме работ в них возможно протирание обсадных труб насквозь.

Использование в конструкциях скважин колонн-секций и потайных колонн предопределяет применение комбинированных бурильных колонн. Это позволяет увеличить на 22–53 % количество бурового раствора, подаваемого на конечную глубину, что приводит к иным гидродинамическим условиям при разбуривании продуктивного горизонта.

Под надежностью конструкции скважины следует понимать такое техническое состояние закрепленной части ствола, которое позволяет осуществлять комплекс технологических операций, направленных на успешное преодоление возникших осложнений и дальнейшее углубление скважины. При этом к конструкции скважины предъявляются следующие основные требования:

использование обсадных колонн оптимального диаметра для перекрытия возникших зон осложнений и достижение проектной глубины скважины;

предупреждение интенсивного механического износа внутренней части обсадных колонн;

передача на забой максимума гидравлической мощности для выбора оптимального режима бурения;

возможность создания значительных по абсолютным значениям избыточных внутренних давлений в закрепленной части ствола для борьбы с возникающими газоводонефтепроявлениями или при ожидаемом вскрытии пластов с АВПД;

исключение заколонных проявлений и межпластовых перетоков;

обеспечение прочности конструкции скважины в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца;

качественное разобщение всех горизонтов и в первую очередь газовых пластов – объектов самостоятельной разработки;

достижение запроектированных режимов эксплуатации скважины, обусловленных проектом разработки горизонта (месторождения);

применение современных методов испытания, освоения и ремонта скважины.

Один из важнейших вопросов надежности конструкции скважины – обеспечение прочности и герметичности каждого интервала крепления. Резьбовые соединения обсадных труб в силу своих конструктивных особенностей негерметичны. Замеры, проведенные на разрезах сопряженных резьбовых пар, показали (П.Н. Овчарук и др.), что зазоры между гранями и вершинами витков достигают 0,19–0,39 мм. В связи с недостаточной герметичностью резьбовых соединений обсадных труб и высокой проникающей способностью газа применяют специальные уплотняющие смазки с герметизирующим составом. В практике бурения для обеспечения плотности и во избежание задиров резьбовых соединений труб промежуточных обсадных колонн применяют смазки Р-402 и Р-2МВП. Для резьбовых соединений эксплуатационных колонн используют смазки УС-1, Р-402, Р-2МВП, КНИИНП-2, Р-113, Р-146 и другие, менее известные (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Уплотнительные составы и материалы для резьбовых соединений обсадных труб

Шифр, ТУ, ГОСТ	Изготовитель (б. СССР)	Область применения, особенности
УС-1, ТУ 38-101440–74	Казанский опытный завод синтетических смазок	При температуре до 120 °С, для труб всех типоразмеров в газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах. При температуре воздуха ниже 10 °С смазку подогреть в водяной бане до 20–25 °С, при отрицательных температурах дополнительно подогреть резьбовой конец трубы до 5–10 °С. Крутящий момент на 40–60 % выше, чем при несамоотверждающихся смазках
Р-402, ТУ 38-101708–78	Ленинградский завод им. Шаумяна	При температуре до 200 °С: для труб с резьбами повышенной герметичности (ОПТ, ОТТМ и др.) в газовых и газоконденсатных скважинах; для труб по ГОСТ 632–80 в нефтяных скважинах (как правило, при избыточных давлениях до 15,0 МПа). При температуре до –30 °С не требуется подогревать резьбовой конец трубы
Р-2МВП, ТУ 38-101332–73	Ленинградский завод им. Шаумяна	При температуре до 100 °С: для труб с резьбами повышенной герметичности (ОПТ, ОТТМ и др.) в газовых и газоконденсатных скважинах; для труб по ГОСТ 632–80 в нефтяных скважинах
Лента ФУМ (фторопластовый уплотнительный материал), ТУ 6-05-1388–76	Завод им. «Комсомольской правды» (г. Ленинград) Охтинское НПО «Пластополимер» (г. Ленинград)	При температуре до 200 °С: для труб по ГОСТ 632–80 диаметром до 245 мм в газовых и газоконденсатных скважинах с избыточным внутренним давлением до 20,0 МПа; для труб по ГОСТ 632–80 всех диаметров в нефтяных скважинах. Крутящий момент на 18–20 % ниже, чем при несамоотверждающихся смазках
Графитная (УСсА), ГОСТ 3333–55	Ленинградский завод им. Шаумяна	В скважинах с избыточным внутренним давлением не более 13,0 МПа; кроме газовых и газоконденсатных скважин, морских скважин, любых скважин, на которых предусмотрена установка противовыбросового оборудования и скважин с градиентом пластового давления 1,3 МПа/м и более
Резьбовой отверждаемый герметик, ТУ 51-00158623-39–97		При температуре до 300 °С и любых избыточных давлениях для труб всех типоразмеров и переводников, опускаемых в газовые, газоконденсатные и нефтяные скважины, в том числе с наличием агрессивных сред. В наклонно направленных скважинах, начиная с участка интенсивного набора искривления, применять обязательно

Смазки-герметики могут быть защитой от коррозии резьбовых соединений и утечек добываемого продукта только в том случае, если они структурно однородны и в отвержденном состоянии полностью и равномерно заполняют зазоры между контактирующими резьбовыми поверхностями, а также любые их микродефекты (микротрещины, поры, каверны и т.д.). Кроме того, эти герметики должны обладать некоторой степенью пластичности, так как трубы колонн постоянно подвержены вибрационным, динамическим и статическим нагрузкам. Известно, что герметики на основе эпоксидных смол подвержены растрескиванию и под долговременным воздействием температуры от 100 до 200 °С кристаллизации аморфной структуры полимера. В этом случае особенно важным оказывается придание конечной структуре герметика необходимых физико-механических свойств.

Из существующих способов уплотнения резьбовых соединений труб в газовых скважинах на Краснодарском подземном хранилище газа (ПХГ) применяются: закачка герметизирующих составов (полимеров) как с наполнителями, так и без них; закачка соляробентонитовой смеси (СБС) и кубового остатка фурфурилового спирта (КОФС) с соляной кислотой; спуск пакеров на насосно-компрессорных трубах (НКТ) ниже места установки пакера типа ПДМ; перевод скважин на пакерную эксплуатацию.

При закачке герметизирующих составов в качестве основного сырья используются омыленный таловый пек (ОТП) в виде раствора концентрацией от 18 до 25 % (по массе) и водный раствор хлорида кальция или магния. Однако качество герметизации резьбовых соединений не всегда удавалось обеспечить.

Ю.М. Басарыгиным совместно с сотрудниками разработана и испытана герметизирующая антикоррозийная смазка для обеспечения герметичности разъемных и неразъемных соединений труб при транспортировке по ним как агрессивных, так и неагрессивных жидких и газообразных веществ.

Герметизирующая антикоррозийная смазка содержит компаунд, в качестве которого использован полиуретановый компаунд марки ВИЛАД (например, ВИЛАД-8П, ВИЛАД-13-1, ВИЛАД-13-1М, ВИЛАД-13-2М, ВИЛАД-20, ВИЛАД-22) с соответствующими отвердителями. В качестве наполнителя используют консистентную углеводородную смазку для пластификации отвержденного состава и жидких углеводородов $C_{5+в}$, способствующий максимальному заполнению смазкой герметизируемых стыков, отслаивающий все загрязняющие поверхность вещества – ржавчину и остатки нефтепродуктов. Кроме того, герметизирующая смазка содержит порошки, обладающие противозадирным и противоизносными свойствами, и металлопланирующие добавки,

Таблица 4.2

Физические характеристики смазок

Шифр смазки	Время отверждения (в ч) при температуре, °С			Плотность, г/см^3	Вязкость (в с) при температуре 298 К
	5	20	40		
1	24,0	16,3	8,0	1,60	1,46
2				1,87	1,68
3				1,93	1,82
4				1,73	3,15
5	18,3	10,2	6,8	1,84	3,21
6				2,1	3,29
7	14,3	9,7	3,8	1,41	3,21
8				1,65	3,3
9				1,72	3,45
10				1,65	2,91
11	8,6	5,0	3,1	1,91	2,3
12				2,01	2,6
13				1,36	1,28
14	16,0	11,2	9,1	1,61	1,36
15				1,73	1,5
16				1,82	3,5
17				2,05	2,9
18	9,0	7,1	2,8	2,18	3,25

Примечания: 1. Вязкость смазок определялась без учета вязкости отвердителя. 2. Смазка косталиновая – ТУ 1957–73, смазка литол – ТУ 2П50–87, керосин технический – ОСТ 38.01407–86, бензин авиационный – ТУ 1012–72.

усиливающие антикоррозийные свойства смазки. При необходимости в состав может быть введен катализатор или ингибитор для замедления или ускорения реакции отверждения.

Компоненты герметизирующей антикоррозийной смазки выбираются в следующем соотношении, мас. ч:

Полиуретановый компаунд марки ВИЛАД	30–50
Отвердитель	2,3–5,4
Консистентная смазка	12–25
Жидкий углеводород $C_{5+в}$	15–35
Порошок с противозадирными и противоизносными свойствами	8,9–17,3
Металлопланирующая жидкая добавка	0,5–6
Ускоритель или замедлитель реакции отверждения (при необходимости)	0,1–0,2 на 1 г вещества

Характеристики смазок представлены в табл. 4.2.

4.1. МЕТОДЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН

Выбор конструкции скважины является основным этапом ее проектирования и должен обеспечить высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого сложного нефтегазопромыслового объекта, предотвратить аварии и осложнения в процессе бурения, создать условия для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

При закачивании скважин турбинным способом необходимо соблюдать оптимальное соотношение между диаметрами забойного двигателя и скважины для сохранения условия, обеспечивающего интенсивность очистки забоя. Последнее достигается неизменностью в процессе бурения скважины удельного расхода промывочной жидкости q, т.е. расхода Q отнесенного к площади забоя:

$$q = 4Q/\pi D^2, \tag{4.5}$$

где D – диаметр скважины.

Условием использования максимума гидравлической мощности потока при ограниченном давлении на насосах является реализация на забое 2/3 общего перепада давления в циркуляционной системе. Ухудшение показателей бурения с ростом глубин связано не только с увеличением энергоемкости разрушения пород на больших глубинах, но и с закономерным падением забойной мощности. В этом случае выбор недостаточно обоснованной конструкции скважины (оптимальных соотношений диаметров долот и бурильных труб, соответствующего типа и размера забойного двигателя) будет способствовать быстрому снижению забойной гидравлической мощности, так как сохранение оптимального соотношения перепада давления, равного 2/3, сильно затрудняется с увеличением глубины и уменьшением диаметра скважины.

В табл. 4.3 приведены рациональные диаметры скважины и бурильных труб. Эти варианты создают лучшие условия для бурения скважины: большие расходы обеспечивают турбулентный режим течения жидкостей; тип и конструкция забойного двигателя позволяют получить максимальную мощность на забое скважины; бурильные трубы при минимальном весе дают макси-

Таблица 4.3

Рациональные диаметры скважины и бурильных труб

Диаметр скважины, мм	Диаметр бурильных труб, мм		Зазор, мм	Забойный двигатель	
	по телу	по замку		Типоразмер	КПД
190	127	ЗУ-155	35	ТС4М-6 5/8″	0,52
214	127	ЗУ-155	49	ТС5Б-7 1/2″	0,63
243	146	ЗУ-188	55	ЗТС5А-8″	0,58
269	146	ЗУ-188	81	ТС5Б-9″	0,69
295	168	ЗУ-212	107	ТС5Б-9″	0,69

мальный коэффициент полезного действия (КПД) гидравлической мощности.

Надежность конструкции в зависимости от гидродинамики давлений в стволе скважины и возможности возникновения интенсивных поглощений бурового раствора или газонефте-водопроявлений служит основой методики (М.К. Сеид-Рза и др.).

Необходимая глубина спуска кондуктора или промежуточной колонны H_1 определяется из условия максимального и минимального значений давления гидравлического разрыва пластов, вскрываемых при бурении под очередную промежуточную колонну:

$$H_1 = p_1/(\Delta p_2 - \Delta p_1), \tag{4.6}$$

где p_1 – ожидаемое давление на устье скважины; Δp_1 – ожидаемое значение градиента гидростатического давления газированного бурового раствора в случае газопроявления в процессе бурения под очередную промежуточную колонну; Δp_2 – минимальное значение градиента давления разрыва пласта для интервала ниже башмака кондуктора.

Как следует из выражения (4.6), необходимая длина обсадной колонны находится в прямой зависимости от значений давления на устье скважины и градиента гидростатического давления бурового раствора.

При отсутствии в геологическом разрезе интервала, пробуриваемого под очередную промежуточную колонну после кондуктора, водогазонефтенасыщенных пластов с АВПД значение p принимается равным 0,1. Тогда выражение, определяющее длину кондуктора H_1' при проектировании конструкции скважин для нормальных условий, имеет вид

$$H_1' = 0{,}1/(\Delta p_2 - \Delta p_3), \tag{4.7}$$

где Δp_3 – максимальное значение градиента гидродинамического давления промывочной жидкости, применяемого при бурении под промежуточную колонну, МПа/м.

Для газовых месторождений при возможности фонтанирования глубину спуска кондуктора H_1'' в результате незначительности градиента гидростатического давления газового столба находят из выражения

$$H_1'' = p_2/\Delta p_2, \tag{4.8}$$

где p_2 – давление газонасыщенного пласта.

В случае ожидания возможных поглощений ниже башмака промежуточной колонны возникает необходимость определить глубину спуска этой колонны, которую рассчитывают из максимального значения гидродинамического давления, возникающего при бурении под очередную колонну:

$$H_2 = p_3/\Delta p_4, \tag{4.9}$$

где H_2 – глубина спуска промежуточной колонны; p_3 – максимальное значение гидродинамического давления, возникающего в процессе бурения под очередную колонну после спуска предыдущей промежуточной колонны; Δp_4 – минимальное значение градиента давления гидроразрыва для интервала бурения под очередную колонну после спуска промежуточной колонны.

Таким образом, при проектировании конструкций скважин для конкретных геологических условий оптимальные глубины спуска колонн с учетом предотвращения поглощений и газоводонефтепроявлений в процессе бурения определяют последовательно снизу вверх (М.К. Сеид-Рза и др.). Расчетные глубины спуска кондуктора и других промежуточных колонн уточняют с учетом геологических особенностей месторождений.

В.Д. Малеванским предложена зависимость для определения глубины спуска промежуточной колонны в газовой скважине:

$$H = p_{\text{пл}}/\alpha', \tag{4.10}$$

где $p_{\text{пл}}$ – максимальное возможное давление газа на глубине H при опорожнении скважины, МПа; α' – градиент давления разрыва пластов, равный 0,02 МПа/м.

В формуле (4.10) максимально возможное давление газа на искомой глубине H условно принято равным пластовому, причем разница между ними играет роль коэффициент безопасности.

Если для низкодебитных скважин с незначительным пластовым давлением такое приращение дает практически применимые результаты, то для высокодебитных скважин с большим $p_{\text{пл}}$ формула (4.10) имеет значительную погрешность, так как не учитывает снижение давления в скважине по направлению от забоя к устью.

М.А. Шамилевым предложено удовлетворительное решение для определения глубины установки башмака промежуточной колонны в газовых скважинах с высоким пластовым давлением:

$$H = \frac{p_{пл}}{e^{s}\alpha - \dfrac{p_{пл}(e^{s}-1)}{L}} = \frac{0{,}03415\beta L}{z_{ср}T_{ср}}, \qquad (4.11)$$

где $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа; **e** – основание натурального логарифма, равное 2,7183; α – градиент давления разрыва пластов, МПа/м; L – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м; β – относительная плотность газа по воздуху; $z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости газа; $T_{ср}$ – средняя абсолютная температура газа, К.

Минимально допустимая глубина установки башмака промежуточной обсадной колонны H_2 определяется из выражения (В.Д. Малеванский)

$$H_2 = ap_1 - abH_1/(\rho_2 - ab), \qquad (4.12)$$

где a – коэффициент минимально допустимого превышения гидростатического давления над пластовым; p_1 – пластовое давление в кровле газоносного интервала; b – градиент повышения пластового давления с увеличением глубины; H_1 – глубина кровли газоносного интервала; ρ_2 – максимально допустимая плотность бурового раствора (во избежание поглощения) при заканчивании скважины.

Таким образом, глубина спуска промежуточной колонны для перекрытия части газовой залежи с целью предотвращения поглощений и выбросов бурового раствора зависит от положения скважины на структуре (глубины кровли газоносной залежи), проектной глубины скважины и пластового давления.

По мере разработки залежи, падения пластового давления и приближения его к гидростатическому глубину установки башмаков промежуточных колонн нужно уменьшать и конструкцию скважины упрощать.

Методика прогнозирования глубины спуска обсадных колонн, использующая эмпирические данные, служит основой проектирования конструкций скважин в США. Глубины спуска колонн выбирают из условия предупреждения гидроразрывов горных пород и несовместимости отдельных интервалов по условиям бурения. Аналогичный подход к определению зон крепления скважины принят в настоящее время в СНГ. При этом вводится единый принцип выбора конструкции скважин – совместимость отдельных интервалов геологического разреза по горно-геологическим условиям бурения.

Для выбора числа обсадных колонн (зон крепления) используют совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба

бурового раствора, построенный на основании исходных данных в прямоугольных координатах глубина – эквивалент градиента давления (рис. 4.1).

Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому (поровому) или давлению гидроразрыва.

Кривые, характеризующие изменение пластового (порового) давления и давления гидроразрыва пластов, строят на основании данных промысловых исследований.

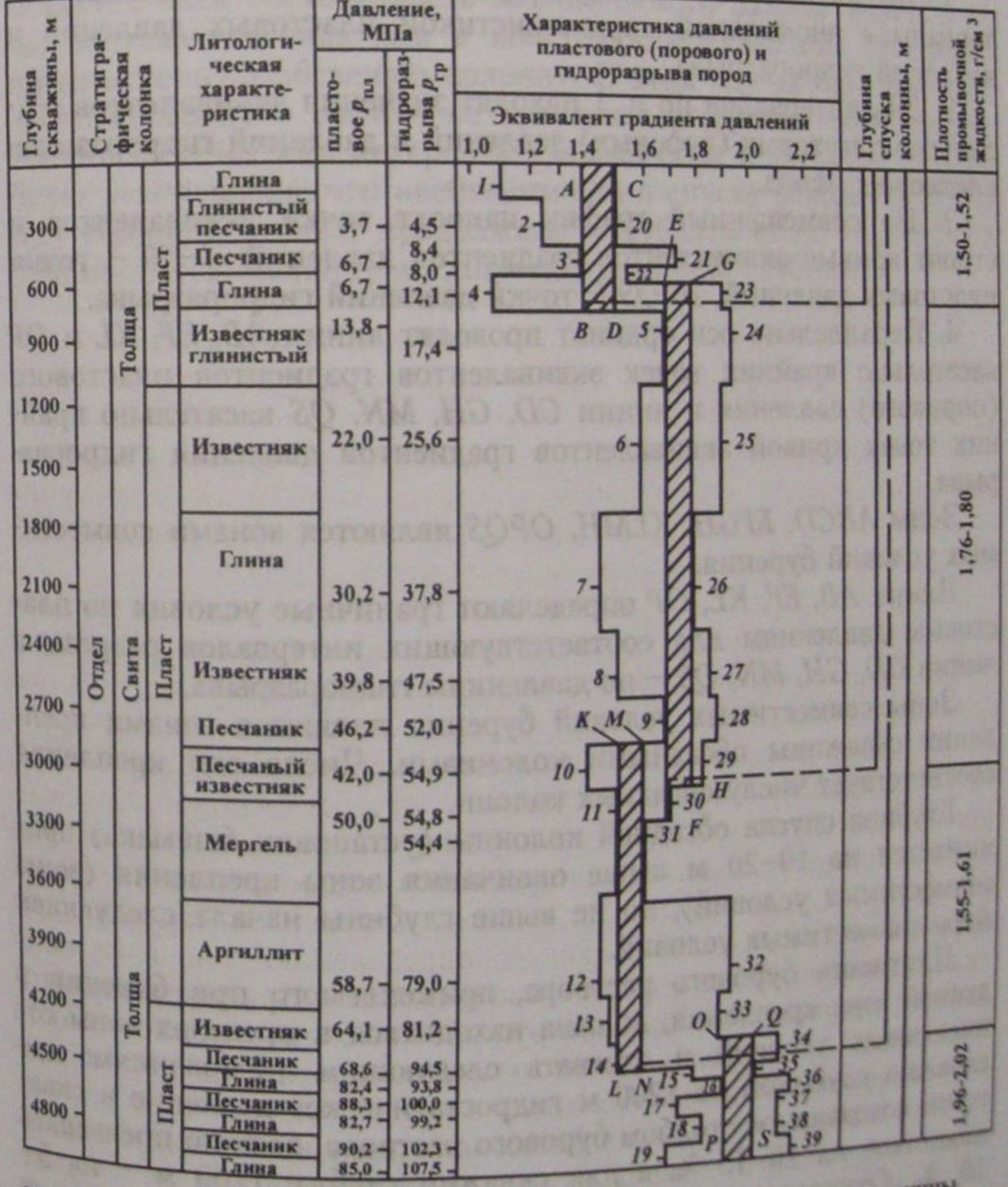


Рис. 4.1. Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважины

В исключительных случаях при полном отсутствии промысловых данных допускается использовать эмпирическую зависимость

$$p_{гр} = 0{,}083H + 0{,}66p_{пл}, \qquad (4.13)$$

где $p_{гр}$ – давление гидроразрыва пластов; H – глубина определений гидроразрыва; $p_{пл}$ – пластовое давление на глубине определения давления гидроразрыва.

Определение зон совместимости, числа обсадных колонн и глубин их спуска проводят в следующей последовательности (см. рис. 4.1):

1. По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с аномальной характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва.

2. Для интервалов по п. 1 находят значения эквивалентов градиентов пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород.

3. На совмещенный график наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений: *1–19* – точки пластовых давлений, *20–39* – точки давлений гидроразрыва.

4. Параллельно оси ординат проводят линии *AB*, *EF*, *KL* и *OP* касательно крайних точек эквивалентов градиентов пластового (порового) давления и линии *CD*, *GH*, *MN*, *QS* касательно крайних точек кривой эквивалентов градиентов давления гидроразрыва.

Зоны *ABCD*, *EFGH*, *KLMH*, *OPQS* являются зонами совместимых условий бурения.

Линии *AB*, *EF*, *KL*, *OP* определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов разреза, а линии *CD*, *GH*, *MN*, *QS* – по давлениям гидроразрыва.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами. Число зон крепления соответствует числу обсадных колонн.

Глубина спуска обсадной колонны (установки башмака) принимается на 10–20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

Плотность бурового раствора, применяемого при бурении в данной зоне крепления, должна находиться в пределах зоны совместимых условий и отвечать следующим требованиям: для скважин глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на 10–15 %, а для скважин глубже 1200 м – на 5–10 %. Отклонения от установленной плотности промывочной

жидкости для ее значений до 1,45 г/см^3 не допускаются больше чем на 0,02 г/см^3, а для более высокой плотности – не больше чем на 0,03 г/см^3 (по замерам бурового раствора, освобожденного от газа).

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется способами закачивания и эксплуатации скважины, а глубина спуска кондуктора – требованиями охраны источников водоснабжения от загрязнения, предотвращения осложнений при бурении под очередную обсадную колонну, обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием и подвески обсадных колонн.

При проектировании и бурении первых трех разведочных скважин, если достоверность геологического разреза недостаточна, допускается включать в конструкцию скважины резервную промежуточную обсадную колонну. В этом случае бурение скважины проводят в расчете на крепление резервной обсадной колонной намеченного интервала. Однако если в процессе бурения будет установлено, что необходимость в спуске резервной обсадной колонны отпала, продолжают углублять ствол под очередную обсадную колонну до запроектированной глубины.

5

БУРОВЫЕ ДОЛОТА

5.1. БУРОВЫЕ ШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

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

5.1.1. ТРЕХШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

На рис. 5.1 приведена схема классификации шарошечных долот.

Типам и областям применения шарошечных долот соответствуют исполнения шарошек, приведенные в табл. 5.1. Области рационального применения каждого из указанных типов шарошечных долот для бурения глубоких скважин приведены в табл. 5.2.

Вооружение шарошек долот типов М, МС, С и Т, 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 притуплению, наплавленных зерновым твердым сплавом разной толщины. Наплавочный материал на основе окатанных спеченных, спеченных дробленных и литых дробленных карбидов вольфрама различной грануляции наносится на все поверхности зуба (боковые, торцевые и притупления), что существенно повышает стойкость долота как от износа по диаметру, так и его работы в целом.

Вооружение шарошек долот типов МЗ, МСЗ, СЗ, ТКЗ, ТЗ, К и ОК, предназначенных для разрушения абразивных пород, выполнено в виде вставных твердосплавных зубков с различным диаметром, формой породоразрушающей поверхности и длиной вылета над корпусом шарошки.

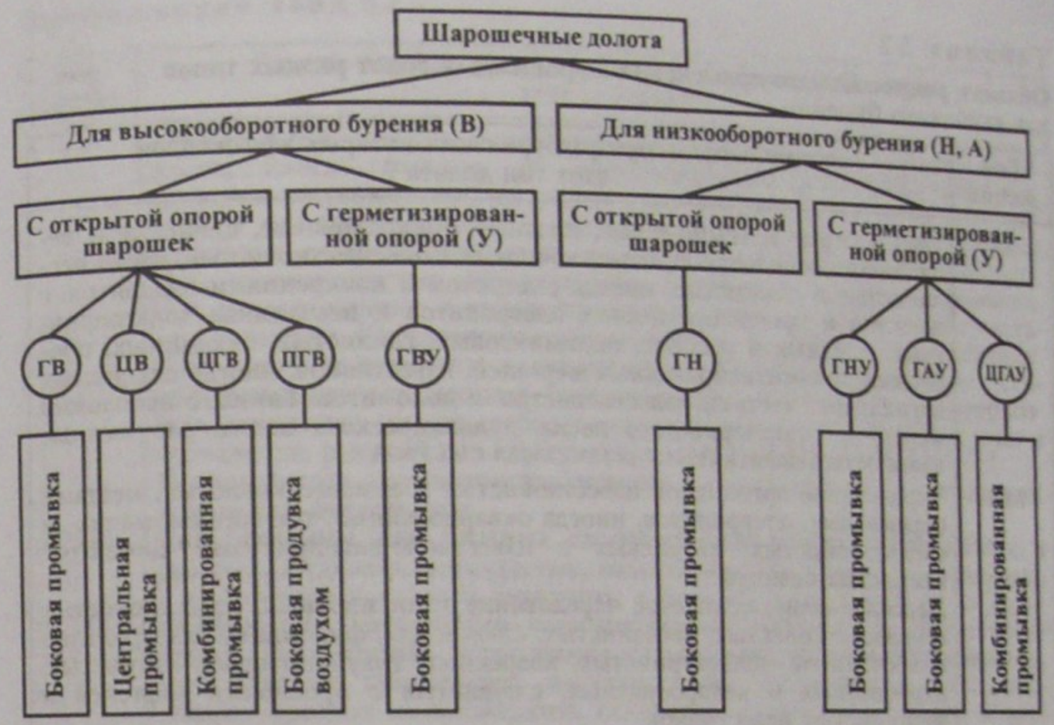


Рис. 5.1. Схема классификации шарошечных долот

Таблица 5.1

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

Тип долота	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 пропластками 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 5.2

Области рационального применения шарошечных долот разных типов 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, слоями 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.
С	Известняки органогенно-обломочные, глинистые, доломитизированные, иногда с включениями кремния, с прослоями доломитов, мергелей, ангидритов, аргиллитов, реже – песчаников 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 загипсо-

Продолжение табл. 5.2

Тип долота	Горные породы, при разбуривании которых эффективен этот тип долота
	ванные, 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
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 пелитомофрные, плотные и неравномернопористые, иногда массивные, прослоями мелкокавернозные, трещиноватые, изредка глинистые, ангидритизированные, загипсованные, с включениями ангидрита и кремния.
ТК	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 Известняки и доломиты. Известняки органогенно-обломочные, пелитоморфные, тонкозернистые, местами 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.

Продолжение табл. 5.2

Тип долота	Горные породы, при разбуривании которых эффективен этот тип долота
ТК	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

Долота со штыревым твердосплавным вооружением изготовляют с широким диапазоном форм зубков (клиновидных, сферических, биконических, сфероконических выпукло-вогнутых (ковшеобразных) и др.).

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

с центральной промывкой (Ц), применяются 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 – 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.

Опоры шарошек изготовляют 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 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;

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;

R177 – номер заводской модели.

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

Стратегия российских производительных 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.

Рассмотрим примеры расшифровки обозначения долот.

Долото 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.

Долото 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. 5.3.

Для примера приведем обозначения серий долот, принятые в фирме «Рид».

Первые буквы 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.

Таблица 5.3

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

Код по IADC	ОАО «Волгабурмаш»	Фирма			
		«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	ATJ2, 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
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

Продолжение табл. 5.3

Код по IADC	ОАО «Волгабурмаш»	Фирма			
		«Хьюз»	«Рид»	«Секьюрити»	«Смит»
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, SGA
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

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

Долота с зубчатым вооружением: долота серии 10 предназначены для мягких пород, серии 20 – для средних пород, 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, серии 80 – для очень твердых пород.

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

A – зубки клиновидной формы;

C – центральна 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.

Основные параметры трехшарошечных долот с фрезерованным и твердосплавным вооружением, выпускаемых ОАО «Волгабурмаш», приведены в табл. 5.4 и 5.5.

Таблица 5.4

Технические характеристики долот с фрезерованным вооружением ОАО «Волгабурмаш»

Тип долота	Диаметр долота, дюймы	Код IADC	Разбуриваемые породы	Присоединительная резьба		Масса, кг
				ГОСТ	API	
139,7С-ГАУ-R223	5 1/2	216	Средние	3-88	3 1/2 Reg	13,5
158,7М-ГАУ-R186	6 1/4	126	Мягкие	3-88	3 1/2 Reg	17
161,0М-ГАУ-R98	6 11/32	126	Мягкие	3-88	3 1/2 Reg	17
190,5М-ГН-R22М	7 1/2	121	Мягкие	3-117	4 1/2 Reg	28
190,5М-ГАУ-R65	7 1/2	126	Мягкие	3-117	4 1/2 Reg	28
190,5МС-ГН-R205	7 1/2	131	Мягкие средние	3-117	4 1/2 Reg	28
190,5МС-ГАУ-R92	7 1/2	136	Мягкие средние	3-117	4 1/2 Reg	28
190,5МС-ГН-R64	7 1/2	131	Мягкие средние	3-117	4 1/2 Reg	28
190,5С-ГНУ-R55	7 1/2	214	Средние	3-117	4 1/2 Reg	28
190,5СТ-ГН-R21М	7 1/2	231	Средние твердые	3-117	4 1/2 Reg	28
190,5Т-ГНУ-R25	7 1/2	314	Твердые	3-117	4 1/2 Reg	28
200,0М-ГАУ-R133	7 7/8	116	Мягкие	3-117	4 1/2 Reg	31
215,9М-ГН-R165	8 1/2	121	Мягкие	3-117	4 1/2 Reg	35
215,9М-ГНУ-R199	8 1/2	125	Мягкие	3-117	4 1/2 Reg	35
215,9М-ГАУ-R176	8 1/2	117	Мягкие	3-117	4 1/2 Reg	35
215,9М-ГАУ-R54М	8 1/2	116	Мягкие	3-117	4 1/2 Reg	35
215,9МС-ГН-R44	8 1/2	131	Мягкие средние	3-117	4 1/2 Reg	35
215,9МС-ГНУ-R184	8 1/2	135	Мягкие средние	3-117	4 1/2 Reg	35
215,9МС-ГНУ-R45	8 1/2	134	Мягкие средние	3-117	4 1/2 Reg	35
215,9МС-ГАУ-R56	8 1/2	136	Мягкие средние	3-117	4 1/2 Reg	35
215,9С-ГН-R163	8 1/2	211	Средние	3-117	4 1/2 Reg	35
215,9С-ГВ-R192	8 1/2	211	Средние	3-117	4 1/2 Reg	35
215,9С-ГНУ-R106	8 1/2	214	Средние	3-117	4 1/2 Reg	35
215,9С-ГВУ-R190А	8 1/2	214	Средние	3-117	4 1/2 Reg	35
215,9СТ-ГН-R13	8 1/2	231	Средние твердые	3-117	4 1/2 Reg	35
215,9СТ-ГВ-R14	8 1/2	231	Средние твердые	3-117	4 1/2 Reg	35
222,3М-ГАУ-R219	8 3/4	117	Мягкие	3-117	4 1/2 Reg	38
250,8М-ГНУ-R135	9 7/8	114	Мягкие	3-152	6 5/8 Reg	55
250,8М-ГАУ-R137	9 7/8	116	Мягкие	3-152	6 5/8 Reg	55

Продолжение табл. 5.4

Тип долота	Диаметр долота, дюймы	Код IADC	Разбуриваемые породы	Присоединительная резьба		Масса, кг
				ГОСТ	API	
250,8М-ГАУ-R143	9 7/8	126	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	55
250,8МС-ГНУ-R142	9 7/8	134	Мягкие средние	З-152	6 5/8 Reg	55
269,9М-ГАУ-R63	10 5/8	126	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	67
269,9М-ГН-R03	10 5/8	121	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	67
269,9С-ГН-R103	10 5/8	211	Средние	З-152	6 5/8 Reg	67
269,9СТ-ГН-R07	10 5/8	231	Средние твердые	З-152	6 5/8 Reg	67
295,3М-ГН-R105	11 5/8	121	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	82
295,3М-ГВ-R187	11 5/8	121	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	82
295,3М-ГНУ-R188	11 5/8	115	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	82
295,3М-ГНУ-R85	11 5/8	124	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	82
295,3МС-ГАУ-R116	11 5/8	136	Мягкие средние	З-152	6 5/8 Reg	82
295,3С-ГВ-R166	11 5/8	211	Средние	З-152	6 5/8 Reg	82
295,3-ГНУ-R58	11 5/8	214	Средние	З-152	6 5/8 Reg	82
311,1М-ГАУ-R136	12 1/4	116	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	88
311,1М-ГНУ-R125	12 1/4	124	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	88
311,1М-ГВУ-R193	12 1/4	115	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	88
311,1МС-ГАУ-R117	12 1/4	136	Мягкие средние	З-152	6 5/8 Reg	88
311,1Т-ГНУ-R126	12 1/4	314	Твердые	З-152	6 5/8 Reg	88
349,2М-ГВУ-R181	13 3/4	115	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	120
393,7М-ГВУ-R227	15 1/2	115	Мягкие	З-177	7 5/8 Reg	180
393,7С-ГВУ-R167	15 1/2	215	Средние	З-177	7 5/8 Reg	180
393,7Т-ГВУ-R279	15 1/2	315	Твердые	З-177	7 5/8 Reg	187
444,5М-ГВУ-R146	17 1/2	115	Мягкие	З-177	7 5/8 Reg	260
444,5С-ГВУ-R252	17 1/2	215	Средние	З-177	7 5/8 Reg	260
444,5Т-ГВУ-R284	17 1/2	315	Твердые	З-177	7 5/8 Reg	235

Таблица 5.5

Технические характеристики долот с твердосплавным вооружением ОАО «Волгабурмаш»

Тип долота	Диаметр долота, дюймы	Код IADC	Разбуриваемые породы	Присоединительная резьба		Масса, кг
				ГОСТ	API	
120,6СЗ-ЦАУ-R173	4 3/4	547CX	Средние абразивные	З-76	2 7/8 Reg	11
120,6МЗ-ГАУ-R218	4 3/4	517X	Мягкие абразивные	З-76	2 7/8 Reg	11
120,6СЗ-ГАУ-R273	4 3/4	547Y	Средние абразивные	З-76	2 7/8 Reg	11
124,0СЗ-ГАУ-R280	4 7/8	547Y	Средние абразивные	З-76	2 7/8 Reg	12
124,0СЗ-ЦАУ-R204	4 7/8	547Y	Средние абразивные	З-76	2 7/8 Reg	12
139,7СЗ-ГАУ-R208	5 1/2	547X	Средние абразивные	З-88	3 1/2 Reg	13,5
142,9СЗ-ГАУ-R239	5 5/8	547X	Средние абразивные	З-88	3 1/2 Reg	13,7
144,0СЗ-ГАУ-R203	5 2/3	547X	Средние абразивные	З-88	3 1/2 Reg	14
155,6СЗ-ГАУ-R238	6 1/8	547X	Средние абразивные	З-88	3 1/2 Reg	17
158,7МЗ-ГАУ-R145	6 1/4	517X	Мягкие абразивные	З-88	3 1/2 Reg	17
158,7МСЗ-ГАУ-R145	6 1/4	537X	Мягкие средние абразивные	З-88	3 1/2 Reg	17
165,1МЗ-ГАУ-R111	6 1/2	517Y	Мягкие абразивные	З-88	3 1/2 Reg	20
165,1СЗ-ГАУ-R229	6 1/2	547Y	Средние абразивные	З-88	3 1/2 Reg	20
165,1ОК-ГАУ-R148	6 1/2	817Y	Очень крепкие	З-88	3 1/2 Reg	20
171,4МЗ-ГАУ-R151	6 3/4	517X	Мягкие абразивные	З-88	3 1/2 Reg	23
171,4МСЗ-ГАУ-R152	6 3/4	537CX	Мягкие средние абразивные	З-88	3 1/2 Reg	23

Продолжение табл. 5.5

Тип долота	Диаметр долота, дюймы	Код IADC	Разбуриваемые породы	Присоединительная резьба		Масса, кг
				ГОСТ	API	
190,5МЗ-ГВ-R225	7 1/2	513X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
190,5МЗ-ГАУ-R61	7 1/2	517X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
190,5СЗ-ГНУ-R46	7 1/2	545X	Средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
190,5СЗ-ГАУ-R27	7 1/2	547X	Средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
190,5ТЗ-ГНУ-R29	7 1/2	625X	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
190,5К-ГНУ-R30	7 1/2	745X	Крепкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
190,5ТЗ-ГАУ-R60	7 1/2	627X	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
190,5ОК-ГНУ-R32	7 1/2	835X	Очень крепкие	З-117	4 1/2 Reg	30
200,0МЗ-ГАУ-R128	7 7/8	417X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
200,0МЗ-ГАУ-R127	7 7/8	517X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
200,0МЗ-ГАУ-R141	7 7/8	527Y	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	33
200,0МСЗ-ГАУ-R90	7 7/8	537X	Мягкие средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	33
200,0ОК-ГАУ-R149	7 7/8	817Y	Очень крепкие	З-117	4 1/2 Reg	33
215,9МЗ-ГАУ-R160	8 1/2	417X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9МЗ-ГАУ-R245	8 1/2	517X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9МЗ-ГВУ-R206А	8 1/2	435Z	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9МЗ-ГАУ-R233	8 1/2	437X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9МЗ-ГАУ-R240	8 1/2	437Z	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9МЗ-ГВ-R155М	8 1/2	513X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9МЗ-ЦГВ-R196М	8 1/2	513CX	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9МЗ-ГНУ-R04М	8 1/2	515X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9МЗ-ГАУ-R02М	8 1/2	517X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9МСЗ-ГН-R87	8 1/2	533X	Мягкие средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9МСЗ-ГНУ-R01	8 1/2	535X	Мягкие средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9МСЗ-ГАУ-R11	8 1/2	537X	Мягкие средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9СЗ-ГВ-R162	8 1/2	543X	Средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9СЗ-ГНУ-R51	8 1/2	545X	Средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9СЗ-ГАУ-R53	8 1/2	547X	Средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9СЗ-ГАУ-R269	8 1/2	547X	Средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9ТЗ-ГНУ-R05	8 1/2	625X	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9ТЗ-ГН-R15	8 1/2	623X	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9ТЗ-ГАУ-R40М	8 1/2	627X	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9ТЗ-ГАУ-R251	8 1/2	627X	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9ТЗ-ГАУ-R270	8 1/2	627X	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9ТКЗ-ГНУ-R230	8 1/2	635Y	Твердые крепкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9ТКЗ-ГВ-R276	8 1/2	633Y	Твердые крепкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9К-ГНУ-R08	8 1/2	745Y	Крепкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9ОК-ГНУ-R09	8 1/2	835Y	Очень крепкие	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9ОК-ГАУ-R104	8 1/2	837Y	Очень крепкие	З-117	4 1/2 Reg	37
222,3МЗ-ГАУ-R70	8 3/4	437X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	40
244,5МСЗ-ГНУ-R12	9 5/8	535X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	55
250,8МЗ-ГАУ-R132	9 7/8	517Y	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	58
250,8МСЗ-ГАУ-R131	9 7/8	537X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	58
250,8ТКЗ-ГАУ-R156	9 7/8	637X	Твердые крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	58

Продолжение табл. 5.5

Тип долота	Диаметр долота, дюймы	Код IADC	Разбуриваемые породы	Присоединительная резьба		Масса, кг
				ГОСТ	API	
250,8К-ГАУ-R150	9 5/8	737Y	Крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	58
269,9МЗ-ГАУ-R78	10 5/8	437X	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
269,9МСЗ-ГНУ-R36	10 5/8	535X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
269,9МСЗ-ГАУ-R35	10 5/8	537X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
269,9СЗ-ГНУ-R06	10 5/8	545X	Средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
269,9СЗ-ГАУ-R81	10 5/8	547X	Средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
269,9ТЗ-ГН-R20М	10 5/8	623X	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
269,9ТЗ-ГАУ-R100	10 5/8	627X	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
269,9К-ГНУ-R26	10 5/8	745Y	Крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
279,4ТЗ-ГАУ-R164	11	617X	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
295,3МСЗ-ГН-R95	11 5/8	533X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	90
295,3МСЗ-ГНУ-R37	11 5/8	535X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	90
295,3МСЗ-ГВУ-R201	11 5/8	535X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	90
295,3СЗ-ГН-R96	11 5/8	543X	Средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	90
295,3СЗ-ГВ-R175	11 5/8	543X	Средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	90
295,3СЗ-ГНУ-R23	11 5/8	545X	Средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	90
295,3ТЗ-ГНУ-R57	11 5/8	625X	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	90
311,1МЗ-ГН-R102М	12 1/4	433X	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	93
311,1МЗ-ГАУ-R107	12 1/4	437X	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	93
311,1МЗ-ГАУ-R129	12 1/4	517X	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	93
311,1МСЗ-ГНУ-R93	12 1/4	535X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	93
311,1МСЗ-ГАУ-R122	12 1/4	537X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	93
311,1ТЗ-ГАУ-R139	12 1/4	617X	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	93
393,7СЗ-ГВУ-R174	15 1/2	545X	Средние абразивные	З-177	6 5/8 Reg	200
444,5МСЗ-ГВУ-R168	17 1/2	535X	Мягкие средние абразивные	З-177	7 5/8 Reg	270
444,5СЗ-ГВУ-R242	17 1/2	545Z	Средние абразивные	З-177	7 5/8 Reg	270

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

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

ТКЗ (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.

Таблица 5.6

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 оталькованный, 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 крупно- 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

Области рационального применения шарошечных долот каждого из указанных типов для бурения взрывных скважин в горнодобывающей промышленности представлены в табл. 5.6.

Основные параметры долот для бурения с продувкой воздухом, выпускаемых ОАО «Волгабурмаш» по заявкам потребителей, представлены в табл. 5.7.

Трехшарошечные долота ОАО «Уралбурмаш». Основные параметры долот, выпускаемых ОАО «Уралбурмаш», даны в табл. 5.8.

Таблица 5.7

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

Тип долота	Диаметр долота, дюймы	Код IADC	Разбуриваемые породы	Присоединительная резьба		Масса, кг
				ГОСТ	API	
130,2М-НП-R264	5 1/8	122	Мягкие неабразивные	З-76*	2 7/8 Reg*	5,1
130,2ТЗ-ПН-R236	5 1/8	612X	Твердые абразивные	З-76*	2 7/8 Reg*	6,4
133,4МЗ-ПН-R260	5 1/4	512Y	Мягкие абразивные	З-76*	2 7/8 Reg*	8,0
136,5МЗ-ПН-R265	5 3/8	512Y	Мягкие абразивные	З-76*	2 7/8 Reg*	8,5
142,9СЗ-ПН-R274	5 5/8	542X	Средние абразивные	З-88	3 1/2 Reg	10,0
149,2ТЗ-ПН-R243	5 7/8	622X	Твердые абразивные	З-88	3 1/2 Reg	13,0
152,4МЗ-ПГН-R266	5 7/8	512Y	Мягкие абразивные	З-88	3 1/2 Reg	12,0
152,4ТЗ-ПГН-R259	5 7/8	612Y	Твердые абразивные	З-88	3 1/2 Reg	12,0
155,6МЗ-ПГН-R281	6	512Y	Мягкие абразивные	З-88	3 1/2 Reg	14,0
155,6ТЗ-ПГН-R277	6	612Y	Твердые абразивные	З-88	3 1/2 Reg	14,0
158,7С-ПГН-R256	6 1/4	212	Средние неабразивные	З-88	3 1/2 Reg	13,0
158,7ТЗ-ПГН-R282	6 1/4	612Y	Твердые абразивные	З-88	3 1/2 Reg	17,0
174,6МЗ-ПГВ-R246	6 3/4	512X	Мягкие абразивные	З-88	3 1/2 Reg	18,7
174,6ТЗ-ПГВ-R237	6 3/4	622X	Твердые абразивные	З-88	3 1/2 Reg	18,7
174,6ТЗ-ПГВ-R278	6 3/4	622Y	Твердые абразивные	З-88	3 1/2 Reg	18,7
174,6ТКЗ-ПГВ-R254	6 3/4	632Y	Твердые крепкие абразивные	З-88	3 1/2 Reg	18,8
174,6К-ПГВ-R247	6 3/4	732Y	Крепкие абразивные	З-88	3 1/2 Reg	18,8
200,0МЗ-ПГВ-R241	7 7/8	512X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30,5
203,2МЗ-ПГВ-R267	7 7/8	512Y	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30,8
203,2ТЗ-ПГВ-R244	7 7/8	622X	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30,8
215,9М-ПГВ-R217	8 1/2	122	Мягкие неабразивные	З-117*	4 1/2 Reg*	27,0
215,9Т-ПВ-R234	8 1/2	312	Твердые неабразивные	З-117*	4 1/2 Reg*	30,8
215,9ТЗ-ПВ-R235М	8 1/2	612X	Твердые абразивные	З-117*	4 1/2 Reg*	35,0
215,9ОК-ПВ-R177	8 1/2	832X	Очень крепкие абразивные	З-117*	4 1/2 Reg*	35,0
235,7МЗ-ПГВ-R268	9	512Y	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	41,0
235,7ТЗ-ПГВ-R275	9	612Y	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	41,0
244,5Т-ПГВ-R221	9 5/8	312	Твердые абразивные	З-121*	6 5/8 Reg*	55,0
244,5Т-ПГВ-R222	9 5/8	312S	Твердые неабразивные	З-121*	6 5/8 Reg*	58,0
244,5СЗ-ПГН-R182	9 5/8	542Y	Средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	56,0
244,5К-ПГВ-R258	9 5/8	742Y	Крепкие абразивные	З-121*	6 5/8 Reg*	49,8
244,5К-ПГВ-R118	9 5/8	732Y	Крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	58,0
244,5ОК-ПГВ-R228М	9 5/8	832Y	Очень крепкие абразивные	З-121*	6 5/8 Reg*	57,0
244,5ОК-ПГВ-R261	9 5/8	832Y	Очень крепкие абразивные	З-121*	6 5/8 Reg*	50,4
250,8ТКЗ-ПГВ-R200М	9 7/8	632Y	Твердые крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	59,0
253,8ТЗ-ПГВ-R224	9 7/8	622Y	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	61,0
254,0МЗ-ПГВ-R257	9 7/8	512Y	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	61,0
255,0К-ПГВ-R273	9 7/8	742Y	Крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	61,0
269,9СЗ-ПГВ-R171	10 5/8	542X	Средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76,0
269,9ОК-ПГВ-R172	10 5/8	832Y	Очень крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76,0

Продолжение табл. 5.7

Тип долота	Диаметр долота, дюймы	Код IADC	Разбуриваемые породы	Присоединительная резьба		Масса, кг
				ГОСТ	API	
269,9ОК-ПГВ-R220	10 5/8	832Z	Очень крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76,0
273,1МЗ-ПГВ-R248	10 5/8	522Y	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	65,5
273,1ТЗ-ПГВ-R255	10 5/8	622Y	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	67,0
275,6МЗ-ПГВ-R271	10 5/8	432Y	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	78,0
311,1ТКЗ-ПГВ-R202М	12 1/4	632Y	Твердые крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	100,0
313,3ТЗ-ПГВ-R232	12 1/4	622Y	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	95,0
314,3МЗ-ПГВ-R249	12 1/4	522Y	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	96,3
314,3МЗ-ПГВ-R272	12 1/4	412Y	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	101,0
320,0Т-ПГВ-R198М	12 5/8	312	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	102,0

*Укороченная.

Долото III76Т-ЦВ (код IADC 311) расшифровывается следующим образом: III – трехшарошечное долото; 76 – диаметр долота, мм; Т – бурение твердых пород; Ц – центральная промывка; В – опора на подшипниках качения.

Технические характеристики долот для бурения с продувкой воздухом приведены в табл. 5.9.

Трехшарошечные долота ОАО «Сарапульский машзавод» (ОАО СМЗ). Основные параметры долот, выпускаемых ОАО СМЗ, приведены в табл. 5.10.

Трехшарошечные долота ОАО НПО «Буровая техника» (б. ВНИИБТ). Выпускаются долота различных конструкций для бурения пород от мягких (М) до очень крепких (ОК) (табл. 5.11 и 5.12).

Таблица 5.8

Технические характеристики долот ОАО «Уралбурмаш»

Тип долота	Диаметр долота		Способ очистки	Резьба		Назначение инструмента и его соответствие коду IADC									
	мм	дюймы		ГОСТ	API	М	МЗ	С	СЗ	СТ	Т	ТЗ	ТКЗ	К	ОК
III	76	3	Ц	3-42	–	–	–	–	–	–	311	–	–	741	–
III	93	3 3/5	Ц	3-50	–	–	–	221	–	–	311	–	–	741	–
III	98,4	3 7/8	Ц	3-66	2 3/8 Reg	–	–	221	–	–	311	621	–	–	831
II	112	4 2/5	Ц	3-63,5	–	111	–	221	–	–	–	–	–	–	–
III	112	4 2/5	Ц	3-63,5	–	–	–	–	–	–	321	–	–	741	–
III	120,6	4 3/4	Ц	3-76	2 7/8 Reg	–	–	221	–	231	311	621	–	–	–
II	132	5 1/5	Ц	3-63,5	–	111	–	–	–	–	–	–	–	–	–
III	132	5 1/5	Ц	3-63,5	–	–	–	221	–	–	321	–	–	741	–
III	133,4	5 1/4	ЦП	3-76	2 7/8 Reg	–	–	–	531	–	–	–	–	–	–
I	139,7	5 1/2	Ц	3-88	3 1/2 Reg	–	–	–	543	–	–	–	–	–	–
III	139,7	5 1/2	Ц	3-88	3 1/2 Reg	–	–	221	–	231	311	–	–	–	–

Продолжение табл. 5.8

Тип долота	Диаметр долота, мм	Диаметр долота, дюймы	Способ очистки	Резьба ГОСТ	Резьба API	Назначение инструмента и его соответствие коду IADC: М	МЗ	С	СЗ	СТ	Т	ТЗ	ТКЗ	К	ОК
III	146	5 3/4	Ц	3-88	3 1/2 Reg	–	–	–	–	–	321	613	–	741	811
			П								322	612		742	832
III	149,2	5 7/8	Ц	3-88	3 1/2 Reg	–	–	222	542	–	322	–	–	–	–
			П					221	541		321				
III	151	5 9/10	Ц	3-88	3 1/2 Reg	–	–	221	–	–	321	–	–	741	–
III	152,4	6	Ц	3-88	3 1/2 Reg	–	–	221	–	–	321	–	–	–	–
I	161	6 3/10	Ц	3-88	3 1/2 Reg	–	–	221	543	–	–	–	–	–	–
III	161	6 3/10	П	3-88	3 1/2 Reg	–	–	221	–	–	321	–	–	741	–
								–	–	–	–	–	–	742	–
III	171,4	6 3/4	П	3-88	3 1/2 Reg	–	–	–	532	–	–	–	–	–	–
			Г					–	532	–	–	–	–	–	–
III	190,5	7 1/2	Ц	3-117	4 1/2 Reg	–	221	221	–	–	321	–	–	741	–
			Г			121	441	221	541	–	–	–	631	632	–
III	244,5	9 5/8	П	3-121	4 1/2 Reg	–	–	–	–	–	322	612	–	–	742
			Ц			–	–	221	–	–	–	–	–	–	822
III	250,8	9 7/8	П	3-152	6 5/8 Reg	–	–	–	541	–	–	–	–	741	832
			Ц			–	–	–	532	–	–	–	–	742	831

Таблица 5.9

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

Тип долота	Диаметр, мм	Диаметр, дюймы	Присоединительная резьба ГОСТ	Присоединительная резьба API	Масса, кг
III146Т-ПВ	146	5 3/4	3-88	3 1/2 Reg	10,0
III146Т3-ПВ	146	5 3/4	3-88	3 1/2 Reg	11,0
III146К-ПВ	146	5 3/4	3-88	3 1/2 Reg	11,0
III146ОК-ПВ	146	5 3/4	3-88	3 1/2 Reg	11,0
III149,2С3-ПВ	149,2	5 7/8	3-88	3 1/2 Reg	10,5
III161Т-ПВ	161	6 11/16	3-88	3 1/2 Reg	12,5
III161К-ПВ	161	6 11/32	3-88	3 1/2 Reg	13,5
III171,4С3-ПГВ	171,4	6 3/4	3-88	3 1/2 Reg	20,3
III190,5ТК3-ПВ-1	190,5	7 1/4	3-117	4 1/2 Reg	23,2
III215,9М-ПГВ	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2 Reg	32,0
III215,9М3-ПГВ	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2 Reg	33,0
III215,9М-ПВ	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2 Reg	28,5
III215,9М3-ПВ	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2 Reg	33,0
III215,9Т-ПВ	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2 Reg	27,2
III215,9Т3-ПВ	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2 Reg	29,3
III215,9К-ПВ	215,9	8 1/2	3-117	4 1/2 Reg	29,3
III215,9ОК-ПВ	244,5	9 5/8	3-117	4 1/2 Reg	30,0
III244,5Т-ПВ	244,5	9 5/8	3-117	4 1/2 FH	37,2
III244,5Т3-ПВ	244,5	9 5/8	3-121	4 1/2 FH	38,6
III244,5ТК3-ПВ	244,5	9 5/8	3-121	4 1/2 FH	38,6
III244,5К-ПВ-1У	244,5	9 5/8	3-121	4 1/2 FH	39,0
III244,5ОК-ПВ-1Р	244,5	9 5/8	3-121	4 1/2 FH	39,0
III250,8М3-ПГВ	250,8	9 7/8	3-121	4 1/2 FH	48,3
III250,8К-ПВ	250,8	9 7/8	3-152	6 5/8 Reg	50,0
III269,9ТК3-ПВ	269,9	10 5/8	3-152	6 5/8 Reg	54,2
III269,9К-ПВ	269,9	10 5/8	3-152	6 5/8 Reg	54,2
III269,9ОК-ПВ	269,9	10 5/8	3-152	6 5/8 Reg	54,2

Таблица 5.10

Технические характеристики долот, выпускаемых ОАО СМЗ

Показатель	III295,3М-ЦВ, III295,3М-ГВ	III349,2М-ЦВ	III349,2С-ЦВ	III349,2Т-ЦВ	III393,7М-ЦВ, III393,7М-ЦГВ	III393,7М-ЦГВ-С51	III393,7С-ЦВ, III393,7С-ЦГВ	III393,7Т-ЦВ, III393,7Т-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	3-152	3-152	3-152	3-152	3-171	3-177	3-171	3-171
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. 5.10

Показатель	III444,5М-ЦГВ.1	III393,7С-ЦГВ	III444,5С3-ЦГВ	III444,5Т3-ЦГВ
Код IADC	111	543	543	643
Размер: мм	444,5	393,7	444,5	444,5
дюйм	17 1/2	15 1/2	17 1/2	17 1/2
Присоединительная резьба: ГОСТ	3-171	3-171	3-171	3-171
API	6 5/8 FH	6 5/8 FH	6 5/8 FH	6 5/8 FH
Масса, кг	280	200	280	285
Порода	Мягкая	Средняя абразивная	Средняя абразивная	Твердая абразивная
Допустимая осевая нагрузка, кН	500	450	450	500
Допустимая частота вращения, об/мин	600	600	600	600

Таблица 5.11

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					
III120,6М-ЦАУ	4 3/4	126	3-76	2 1/2 Reg	11,0
III120,6С-ЦАУ	4 3/4	216	3-76	2 1/2 Reg	11,0
III125,0М-ЦАУ	5	126	3-76	2 1/2 Reg	12,0
III125,0С-ЦАУ	5	216	3-76	2 1/2 Reg	12,0
III139,7М-ЦАУ	5 1/2	126	3-88	3 1/2 Reg	13,5
III139,7С-ЦАУ	5 1/2	216	3-88	3 1/2 Reg	13,5
III142,9М-ЦАУ	5 5/8	126	3-88	3 1/2 Reg	14,0
III142,9С-ЦАУ	5 5/8	216	3-88	3 1/2 Reg	14,0
III146,0М-ЦАУ	5 5/4	126	3-88	3 1/2 Reg	14,5
III146,0С-ЦАУ	5 5/4	216	3-88	3 1/2 Reg	14,5
III165,1М-ГАУ	6 1/2	126	3-88	3 1/2 Reg	19,0
III165,1С-ГАУ	6 1/2	216	3-88	3 1/2 Reg	19,0
III190,5М-ГВ	7 1/2	131	3-117	4 1/2 Reg	28,0
III190,5С-ГВ	7 1/2	211	3-117	4 1/2 Reg	28,0
III215,9М-ГВ	8 1/2	131	3-117	4 1/2 Reg	35,0
III215,9С-ГВ	8 1/2	211	3-117	4 1/2 Reg	35,0
Долота с твердосплавным вооружением					
III120,6МЗ-ЦАУ	4 3/4	437	3-76	2 7/8 Reg	11,0
III120,6СЗ-ЦАУ	4 3/4	547	3-76	2 7/8 Reg	11,0
III125,0МЗ-ЦАУ	5	437	3-76	2 7/8 Reg	12,0
III125,0СЗ-ЦАУ	5	547	3-76	2 7/8 Reg	12,0
III139,7МЗ-ЦАУ	5 1/2	437	3-88	3 1/2 Reg	13,5
III139,7СЗ-ЦАУ	5 1/2	547	3-88	3 1/2 Reg	13,5
III142,9МЗ-ЦАУ	5 5/8	437	3-88	3 1/2 Reg	14,0
III142,9СЗ-ЦАУ	5 5/8	547	3-88	3 1/2 Reg	14,0
III146,0МЗ-ЦАУ	5 5/4	437	3-88	3 1/2 Reg	14,5
III146,0СЗ-ЦАУ	5 5/4	547	3-88	3 1/2 Reg	14,5
III151,0СЗ-ЦАУ	5 15/16	547	3-88	3 1/2 Reg	16,0
III165,1МЗ-ГАУ	6 1/2	437	3-88	3 1/2 Reg	19,0
III165,1СЗ-ГАУ	6 1/2	547	3-88	3 1/2 Reg	19,0
III190,5МЗ-ГВ	8 1/2	431	3-117	4 1/2 Reg	35,0
III190,5СЗ-ГВ	8 1/2	531	3-117	4 1/2 Reg	35,0
Лопастные долота					
ЛЗ120,6Г23	4 3/4		3-76	2 7/8 Reg	12,0
ЛЗ215,9Г23	8 1/2		3-117	4 1/2 Reg	30,0
ЛЗ295,3	11 5/8		3-152	6 5/8 Reg	60,0
Долота для горнорудного бурения					
III244,5ОК-ПВ	9 5/8		3-152	6 5/8 Reg	52,0
III244,5ОК-ПН	9 5/8		3-152	6 5/8 Reg	52,0

Таблица 5.12

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

Тип долота	Код IADC	Присоединительная резьба		Масса, кг
		ГОСТ	API	
III117,5СЗ-ЦАУ-5К	537	З-76	2 1/2 Reg	7,5
III117,5М-ЦАУ-5К	136	З-76	2 1/2 Reg	7,5
III120,6СЗ-ЦАУ-5К	537	З-76	2 1/2 Reg	8,0
III120,6М-ЦАУ-5К	136	З-76	2 1/2 Reg	8,0
III123,8СЗ-ЦАУ-5К	537	З-76	2 1/2 Reg	8,5
III123,8М-ЦАУ-5К	136	З-76	2 1/2 Reg	8,5
III125СЗ-ЦАУ-5К	537	З-76	2 1/2 Reg	11,0
III125М-ЦАУ-5К	136	З-76	2 1/2 Reg	10,0
III139,7СЗ-ЦАУ-5К	537	З-88	3 1/2 Reg	12,0
III139,7М-ЦАУ-5К	136	З-88	3 1/2 Reg	12,0
III143СЗ-ЦАУ-5К	537	З-88	3 1/2 Reg	12,5
III143М-ЦАУ-5К	136	З-88	3 1/2 Reg	12,5
III146СЗ-ЦАУ-5К	537	З-88	3 1/2 Reg	13,5
III146М-ЦАУ-5К	136	З-88	3 1/2 Reg	13,5
III149,2СЗ-ЦАУ-5К	537	З-88	3 1/2 Reg	14,0
III149,2М-ЦАУ-5К	136	З-88	3 1/2 Reg	14,0
III155,6СЗ-ЦАУ-5К	136	З-88	3 1/2 Reg	15,0
III155,6М-ЦАУ-5К	537	З-88	3 1/2 Reg	15,0
III165,1СЗ-ГАУ-5К	537	З-88	3 1/2 Reg	22,0
III165,1С-ГАУ-5К	216	З-88	3 1/2 Reg	21,0
III215,9МСЗ-ГАУ-В	447	З-117	4 1/2 Reg	40,0
III215,9СЗ-ГАУ-В	547	З-117	4 1/2 Reg	41,0

5.1.2. ДВУХШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

Двухшарошечные долота выпускаются ОАО «Уралбурмаш» как с фрезерованными зубьями (II93С-ЦВ, II112М-ЦВ, II112С-ЦВ-1, II132М-ЦВ), так и со вставными твердосплавными зубками сферической формы (II93К-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. 5.2) и К состоят из трех подшипников – двух скольжения и одного шарикового (замкового), опоры шарошек долот диаметром 112 мм типов М-ЦВ и С-ЦВ состоят из трех подшипников – скольжения, шарикового (замкового) и роликового; опоры шарошек долот диаметром 132 мм типа М-ЦВ (рис. 5.3) состоят из трех подшипников – двух шариковых (один из них замковый) и роликового.

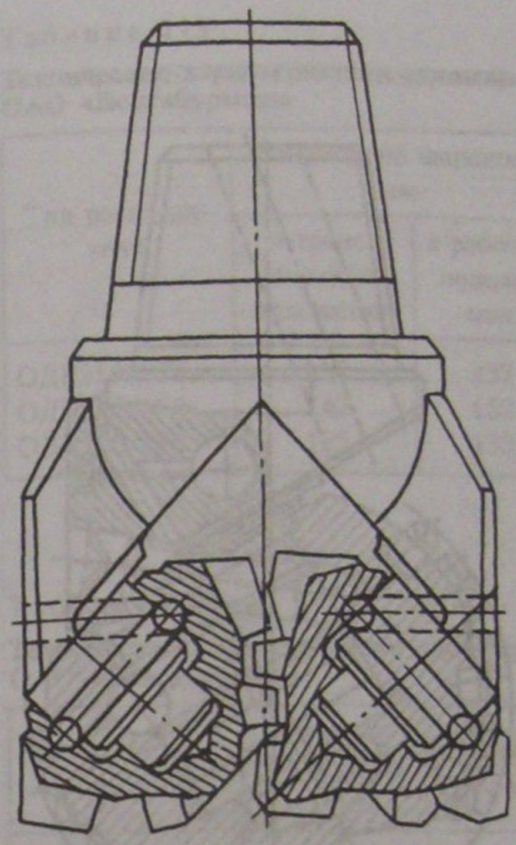


Рис. 5.2. Двухшарошечное долото II93С-ЦВ-2 ОАО «Уралбурмаш»

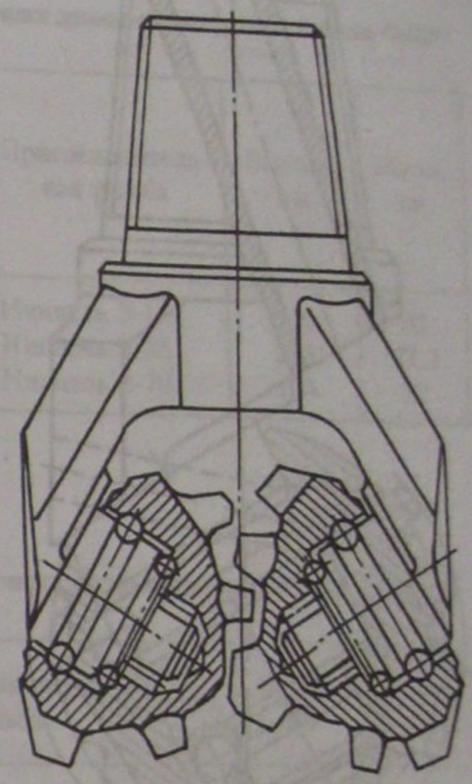


Рис. 5.3. Двухшарошечное долото II132М-ЦВ ОАО «Уралбурмаш»

5.1.3. ОДНОШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

ОАО «Уралбурмаш» освоил производство одношарошечных долот I161СЗ-Н и долот диаметрами 139,7; 161; 190,5; 215,9 мм типа СЗ-АУ.

Долото I161МЗ-Н (рис. 5.4) 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 I139,7СЗ-АУ, I161СЗ-АУ, I190,5СЗ-АУ и I215,9СЗ-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. 5.5). Шарошки указанных

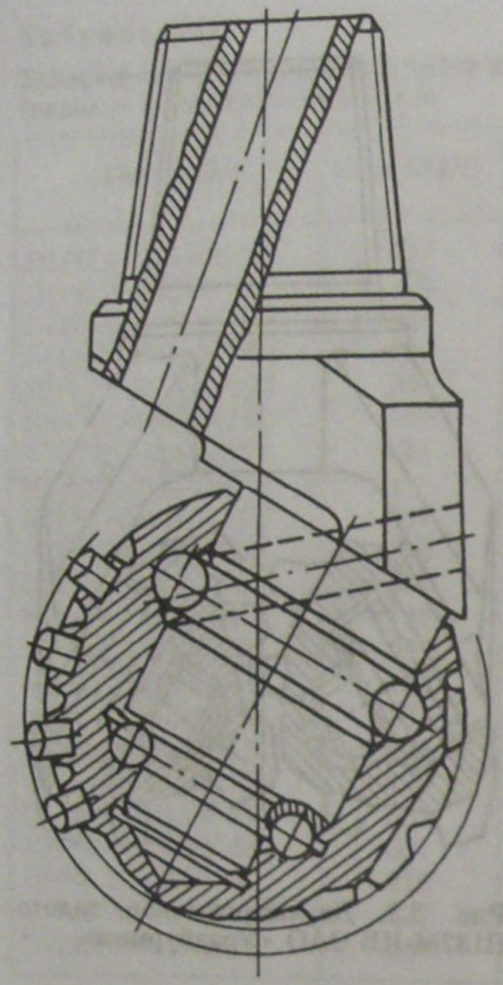


Рис. 5.4. Одношарошечное долото I161СЗ-Н ОАО «Уралбурмаш»

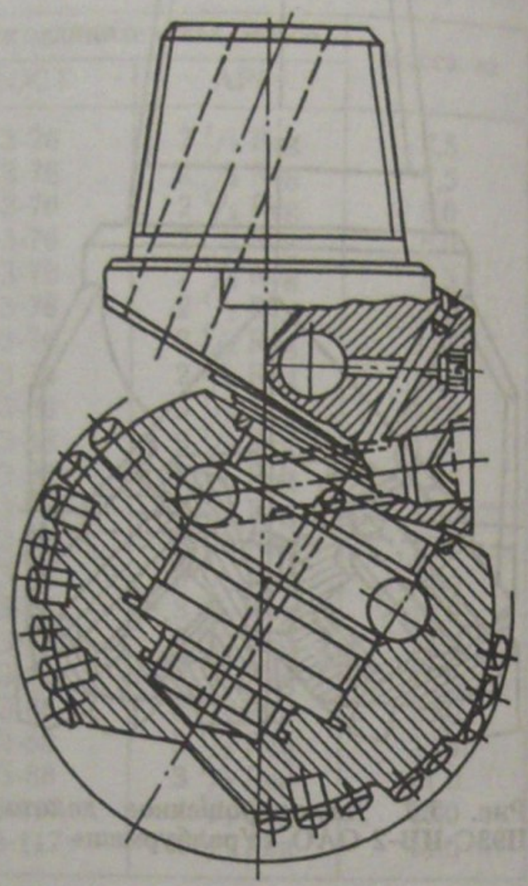


Рис. 5.5. Одношарошечное долото I139,7СЗ-АУ с герметизированной маслонаполненной опорой ОАО «Уралбурмаш»

долот оснащены твердосплавными зубками с заостренной копытообразной рабочей поверхностью соответственно в количестве 54, 63, 50 и 51.

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 диаметрам от 120 до 157 мм, предназначенных для развальцевания профильных перекрывателей, разработанных совместно с ТатНИПИнефтью, с целью реализации технологии крепления скважин в осложненных геолого-технических условиях.

Таблица 5.13

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			
ОДР216/237	216	237	Ниппель З-117	380	52
ОДР145/152	145	152	Ниппель З-88	295	27,3
ОДР125/133	125	133	Ниппель З-76	230	22

Таблица 5.14

Технические характеристики одношарошечных развальцевателей типа ОРШ ОАО «Волгабурмаш»

Тип расширителя	Диаметр по шарошке, мм	Присоединительная резьба	Осевая нагрузка, кН	Высота, мм	Масса, кг
ОРШ-196	196	Ниппель З-117	300	350	37
ОРШ-28	208	Ниппель З-117	350	350	40
ОРШ-216	216	Ниппель З-117	380	350	45

Основные параметры одношарошечных долот-расширителей типа ОДР приведены в табл. 5.13.

Основные параметры одношарошечных развальцевателей типа ОРШ приведены в табл. 5.14.

5.2. 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, созданные в ОАО НПО «Буровая техника», четырехшарошечные долота производства ОАО «Уралбурмаш», шарошки для разбуривателя восстающих выработок ОАО «Волгабурмаш» (рис. 5.6, 5.7).

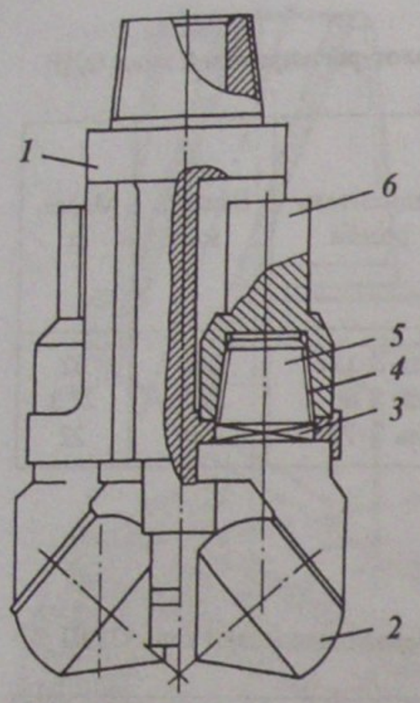


Рис. 5.6. Схема долота со сменными породоразрушающими секциями для бурения нефтяных и газовых скважин большого диаметра (до 660 мм) ОАО НПО «Буровая техника»:
1 – корпус; *2* – породоразрушающие секции; *3* – граненное отверстие; *4* – резьбовое соединение; *5* – крепежный узел; *6* – хвостовик

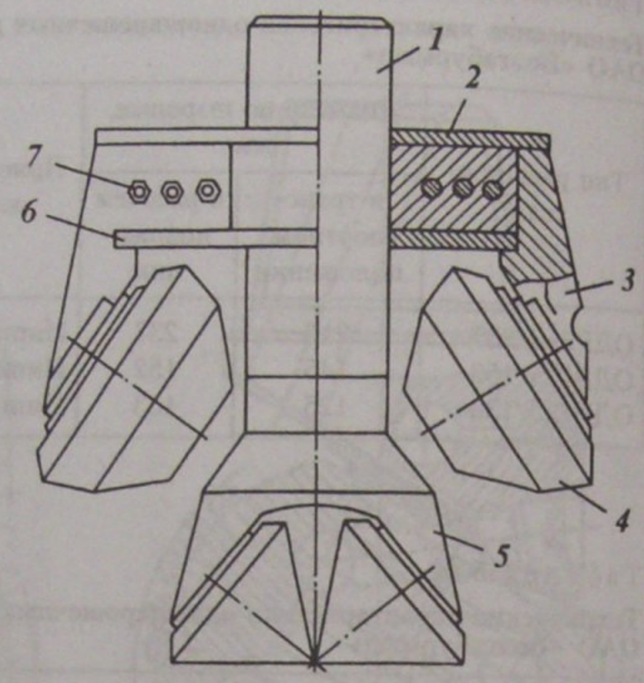


Рис. 5.7. Схема многошарошечного долота для бурения скважин большого диаметра (до 555 мм) ОАО НПО «Буровая техника»:
1 – труба центральная; *2* – плита верхняя; *3* – лапа; *4* – шарошка; *5* – пилот-долото; *6* – плита нижняя; *7* – болт

5.3. ДОЛОТА С АЛМАЗНЫМ И ТВЕРДОСПЛАВНЫМ ВООРУЖЕНИЕМ

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

М – для бурения мягких пород;

МС – для бурения мягких пород с проспластками 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 (в мм) долота, наружный и внутренний диаметры (в мм) бурильной головки;

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 (в мм) долота, наружный и внутренний диаметры (в мм) бурильной головки);

буква после цифр обозначает тип АБИ;

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

Изготовлением долот алмазных и лопастных с твердосплавной износостойкой матрицей, оснащенных природными и синтетическими поликристаллическими алмазами типа СВС-П, а также алмазно-твердосплавными пластинами и резцами типов АПТ и АТР, поликристаллическими синтетическими термостойкими

алмазами типа ПСТА и комбинированным вооружением типа АТП+ПСТА рабочих поверхностей, занимаются некоторые российские предприятия.

ОАО НПО «Буровая техника» разрабатывает алмазные долота-фрезеры ДФС139,7СТ и ДФС118СТ. Они предназначены для вырезания окна в обсадной колонне диаметром 16 и 146 мм соответственно. 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 ДФС139,7СТ

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-В
Нагрузка, кН (тс)	20–100 (2–10)
Частота вращения, $с^{-1}$	1–2
Расход бурового раствора, л/с	6–15

ОАО НПО «Буровая техника» разрабатывает и изготовляет алмазные долота различных типов диаметрами от 104,8 до 295,3 мм с алмазными резцами нескольких видов (табл. 5.15).

На рис. 5.8 изображены алмазные буровые долота общих видов (см. табл. 5.15).

НПП «Азимут» разрабатывает и изготовляет долота различных типов с алмазным и твердосплавным вооружением:

долота лопастные с алмазным вооружением типа Л-РСА, армированные алмазно-твердосплавными пластинами, предназначены для бурения сплошным забоем нефтяных и газовых скважин в мягких и средних малоабразивных породах;

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 (тип РСА) и горизонтальных участков стволов скважин (тип РСГА);

долота с твердосплавным вооружением типов РСТ, Л-РСТ предназначены для бурения сплошным забоем нефтяных и газовых скважин в мягких и средних малоабразивных породах, а также для разбуривания цементных мостов и песчаных пробок;

долота бицентричные алмазные типа ДБА (табл. 5.16) предназначены для бурения с одновременным расширением ствола скважины в мягких и средних малоабразивных породах; применяются для расширения боковых стволов из ранее пробуренных обсаженных скважин, а также расширения ствола в продуктивном интервале с целью увеличения дебита скважины;

Таблица 5.15

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	ДК104,8СТ	D3X5		+	+	+	+		
	ДК149,4С6	D4X6		+	+	+	+		
	ДР163,5Т3	D5R6		+	+	+	+	+	
	ДК188,9С6	D5X6		+	+	+	+		
	ДР188,9Т3	D4R9		+	+	+	+	+	
	ДИ188,9С6	D5X0		+	+	+	+	+	+
	ДК214,3С6	D4X6		+	+	+	+		
	ДР214,3Т3	D5R9		+	+	+	+		
	ДИ214,3С6	D4X0		+	+	+	+	+	+
Алмазно-твердосплавные пластины (АТП)	ДАП104,8МС	M356	+	+	+	+			
	ДАП120,6МС	M256	+	+	+	+			
	ДАП149,2МС	M356	+	+	+	+			
	ДАП159,4МС	M326	+	+	+	+			
	ДАП163,1МС	M356	+	+	+	+			
	ДАП163,5МС	M356	+	+	+	+			
	ДАП188,9МС	M326	+	+	+	+			
	ДАП214,3М2	M355	+	+	+				
	ДАП214,3М3	M324	+	+					
	ДАП215,9МС7	M355	+	+	+	+	+		
	ДАП295,3М1	M326	+	+	+	+			
	ДАП292,9МС	M326	+	+	+	+			
Синтетические алмазы в форме трехгранных призм	ДЛС120,6СТ	T6R8		+	+	+	+		
	ДЛС159,4СТ1	T3R8		+	+	+	+		
	ДЛС165,1СТ	T2R8		+	+	+	+		
	ДЛС214,3СТ3	T5R8		+	+	+	+		
	ДЛС295,3СТ	T3R8		+	+	+	+		
Синтетические алмазы СВС-П в виде цилиндров или их частей	ДКС101,6	T3R8			+	+	+		
	ДФС118СТ	T9R9		–	–	–	–		
	ДРС120,6СТ	T3R8			+	+	+		
	ДРС138,1СТ4	T5R9			+	+	+		
	ДФС139,7СТ	T9R9		–	–	–	–		
	ДРС149,4СТ4	T5R9			+	+	+		
	ДРС159,4СТ4	T5R9			+	+	+		
	ДВС188,9С2	T7X9	+	+	+	+	+	+	
	ДКСИ188,9С6	T5R0	–			+	+	+	
	ДВС214,3С2	T7X9	+	+	+	+	+	+	
	ДКСИ214,3С6	T4X0				+	+	+	
	ДЛС214,3С2	T5R8		+	+	+			
	ДКС267,5С6	T4X9		+	+	+			
	ДКС292,9С6	T4X9		+	+	+			
	ДЛС295,3С8	T5R8	+	+	+	+			

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

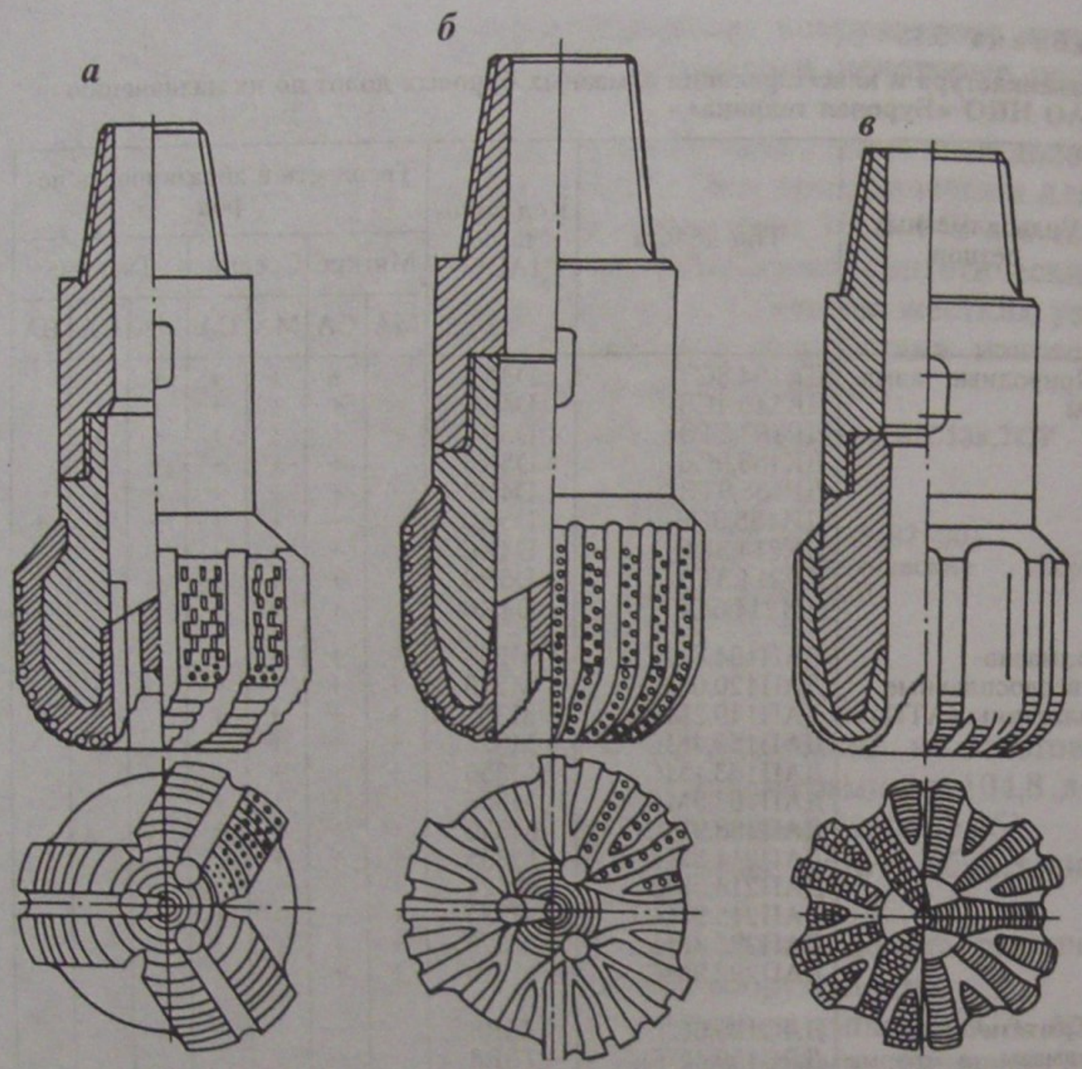
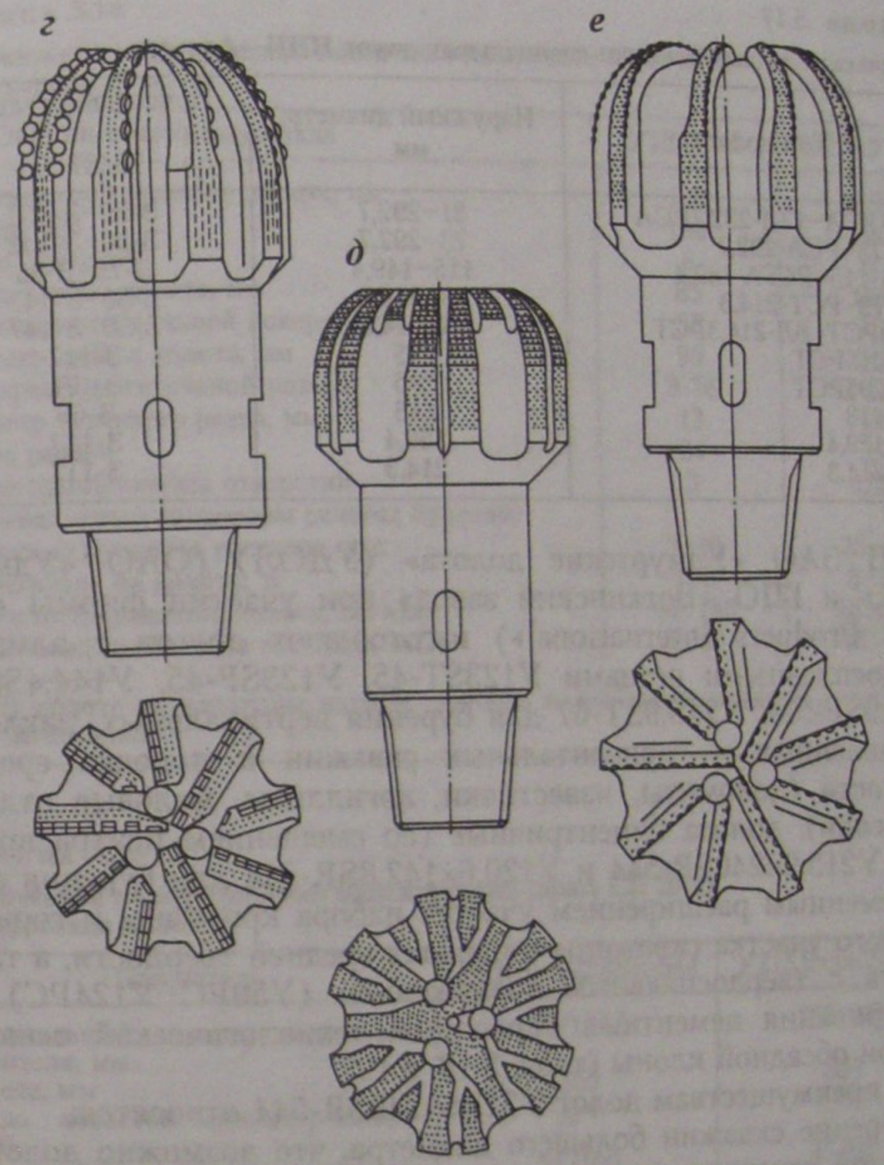


Рис. 5.8. Алмазные долота ОАО НПО «Буровая техника»:
а – типов ДК...С; ДИ...С; ДКС...С6; ДКСИ...С6; *б* – типов ДЛ214,3С2; ДЛС188,9С2; *в* – типов ДРС...СТ4; ДР...ТЗ; ДИ...ТЗ; *г* – типа ДАП; *д* – типов ДР; *е* – типа ДЛС

Таблица 5.16

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



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; в зависимости от назначения их изготовляют как с твердосплавным, так и с алмазным вооружением;

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

Номенклатура и технические характеристики специальных долот приведены в табл. 5.17.

Таблица 5.17

Технические характеристики специальных долот НПП «Азимут»

Тип долота	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90
3Л-81РСА–12Л-292,7РСА	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–РСТ-214,3	73–214,3	З-50–З-147
3Л-73РСТ–6Л-214,3РСТ	73–214,3	З-50–З-147
П6Л-215РСТ	215	З-117
П6Л-295РСТ	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») изготовляют долота с алмазно-твердосплавными резцами У123ST-45, У123SF-45, У144,4SF-45, У215,9SF-5M, У215,9ST-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) У215,9×240SR-544 и У120,6×142,8SR-544 для бурения с одновременным расширением участка набора кривизны и горизонтального участка скважины в породах средней твердости, а также долота с твердосплавным вооружением (У59РС–У124РС) для разбуривания цементных стаканов и технологической оснастки внутри обсадной клоны (табл. 5.18, 5.19).

К преимуществам долот У215,9×240SR-544 относятся:

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

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

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;

Таблица 5.18

Технические характеристики лопастных долот типа УСП ЗАО «Удмуртские долота»

Показатель	У123Т-45	У215,9Т-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	3–10	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 четыре сменные и две запрессованные гидромониторные насадки.

Таблица 5.19

Технические характеристики бицентричных долот СП ЗАО «Удмуртские долота»

Показатель	У120,6×142,8SR-544	У215,9×240SR-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 шейки 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 (постоянные)/2(постоянные)	4(сменные)/4(постоянные)
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

Таблица 5.20

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

Показатель	У59РС	У70РС	У79РС	У83РС	У95РС	У101РС	У121РС	У124РС
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 5.21

Технические характеристики долот типа ИСМ опытного завода ИСМ АН Украины

Тип долота	Способ бурения		Горные породы, рекомендуемые для бурения	Предельная твердость по штампу, МПа
	Роторный	Турбинный		
Долота режущего типа				
ИСМ-188,9РГ	+	–	Мягкие высокопластичные породы, глины, соли, пески, слабосцементированные песчаники	≤ 500
ИСМ-214,3РГ	+	–		≤ 500
ИСМ-242,1РГ	+	–		≤ 250
ИСМ-267,5РГ	+	–		≤ 250
ИСМ-292,9РГ	+	–		≤ 250
ИСМ-317,6РГ	+	–		≤ 250
ИСМ-346,8,РГ	+	–		≤ 250
ИСМ-391,3РГ	+	–		≤ 250
ИСМ-214,3РГ	+	–		≤ 250
Долота микрорежущего типа				
ИСМ-392,1М	+	+	Мягкие пластичные породы, глины, соли, пески, слабосцементированные песчаники, мучнистые известняки, мергели	≤ 500
УИСМ188,9МС-1	+	+		≤ 1000
УИСМ214,3МС-1	+	+		≤ 1000
УИСМ267,5МС-2	+	+		≤ 1000
УИСМ292,9МС-2	+	+		≤ 1000
ИСМ-163,5С2	+	–	Известняки, аргиллиты, алевролиты, слабосцементированные песчаники, доломиты, плотные глины, алевритистые глины	≤ 1500
УИСМ188,9С5	+	+		≤ 2000
УИСМ214,3С3	+	+		≤ 1500
УИСМ267,5С	+	+		≤ 1500
Долота истирающего типа				
ИСМ-163,5Т3	+	–	Песчаники, алевролиты, известняки и доломиты, глинистые сланцы	≤ 2500
ИСМ-188,9Т2	+	+		≤ 2500
ИСМ-214,3Т	+	+		≤ 2250
Долота зарезные				
ИСМ-А-188,9МС	+	+	Глины, соли, мергели, известняки, доломиты, слабосцементированные песчаники	≤ 1000
ИСМ-А-214,3МС	+	+		≤ 1000
ИСМ-А-242,1МС	+	+		≤ 1000
ИСМ-А-267,5МС	+	+		≤ 1000
ИСМ-А-292,9МС	+	+		≤ 1000

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

Основные технические параметры долот режуще-истирающего типа приведены в табл. 5.20.

Опытный завод ИСМ АН Украины выпускает алмазные буровые долота режущего, микрорежущего, истирающего типов 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 (табл. 5.21).

5.4. 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 (табл. 5.22–5.29), (рис. 5.9–5.15).

Таблица 5.22

Технические характеристики расширителей типа РШУ ОАО НПО «Буровая техника»

Тип расширителя	Минимальный диаметр опережающего ствола, мм	Длина, мм	Максимальная		Масса, кг		Число запасных комплектов
			частота вращения, $мин^{-1}$	осевая нагрузка, кН	без запасных комплектов	брутто	
IIIРШУ393,7МС-ЦВ	244,5	705	250	150	230	400	4
IIIРШУ393,7СЗ-ЦВ			250	150	232	410	4
IVРШУ393,7МС-ЦВ			250	200	245	455	4
IVРШУ393,7СЗ-ЦВ			250	200	248	464	4
IIIРШУ393,7МС-ЦВУ			120	180	231	382	3
IIIРШУ393,7СЗ-ЦВУ			120	180	234	388	3
IVРШУ393,7МС-ЦВУ			120	240	249	414	3
IVРШУ393,7СЗ-ЦВУ			120	240	250	420	3
IIIРШУ444,5МС-ЦВ	295,3	730	250	150	280	450	4
IIIРШУ444,5СЗ-ЦВ			250	150	282	463	4
VРШУ444,5МС-ЦВ			250	250	320	575	4
VРШУ444,5СЗ-ЦВ			250	250	322	583	4
IIIРШУ444,5МС-ЦВУ			110	180	281	436	3
IIIРШУ444,5СЗ-ЦВУ			110	180	283	445	3
VРШУ444,5МС-ЦВУ			110	300	321	541	3
VРШУ444,5СЗ-ЦВУ			110	300	323	550	3
IIIРШУ555МС-ЦВ	393,7	890	180	150	370	580	4
IIIРШУ555СЗ-ЦВ			180	150	372	584	4
VРШУ555МС-ЦВ			180	250	430	725	4
VРШУ555СЗ-ЦВ			180	250	430	735	4
IIIРШУ555МС-ЦВУ			90	180	371	556	3

Продолжение табл. 5.22

Тип расширителя	Минимальный диаметр опережающего ствола, мм	Длина, мм	Максимальная		Масса, кг		Число запасных комплектов
			частота вращения, $мин^{-1}$	осевая нагрузка, кН	без запасных комплектов	брутто	
IIIРШУ555СЗ-ЦВУ	490,0	890	90	180	374	565	3
VРШУ555МС-ЦВУ			90	300	431	691	3
VРШУ555СЗ-ЦВУ			90	300	436	550	3
IIIРШУ660МС-ЦВ			150	150	420	640	4
IIIРШУ660СЗ-ЦВ			150	150	423	645	4
VРШУ660МС-ЦВ			150	250	510	815	4
VРШУ660СЗ-ЦВ			150	250	515	825	4
IIIРШУ660МС-ЦВУ			75	180	422	617	3
IIIРШУ660СЗ-ЦВУ			75	180	425	625	3
VРШУ660МС-ЦВУ			75	300	512	782	3
VРШУ660СЗ-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.

Таблица 5.23

Технические характеристики расширителей типа РШБ ОАО НПО «Буровая техника»

Тип расширителя	Минимальный диаметр опережающего ствола, мм	Длина, мм	Масса, кг	
			без запасных комплектов	брутто
IIIРШБ660МС-ЦГВ	393,7	1800	630	1060
IVРШБ660МС-ЦГВ			700	1200
IIIРШБ914МС-ЦГВ	660	2100	1020	1490
IVРШБ914МС-ЦГВ			1140	1620
VРШБ914МС-ЦГВ			1260	1770
VIРШБ914МС-ЦГВ			1470	1930
IIIРШБ1160МС-ЦГВ	914	2700	1320	1670
IVРШБ1160МС-ЦГВ			1580	2060
VРШБ1160МС-ЦГВ			1870	2430
VIРШБ1160МС-ЦГВ			2020	2810
VIIIРШБ1160МС-ЦГВ			2600	3550
IIIРШБ1420МС-ЦГВ	1160	2700	1720	2070
IVРШБ1420МС-ЦГВ			2180	2660
VРШБ1420МС-ЦГВ			2450	3050
VIРШБ1420МС-ЦГВ			2820	3540
VIIIРШБ1420МС-ЦГВ			3540	4490
XРШБ1420МС-ЦГВ			3980	5160

Таблица 5.24

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

Тип расширителя	Диаметр, мм			Длина, мм	Масса, кг
	расширителя	ствола скважины (полный)	корпуса		
РАБ183-161-140	183	161	140	550	70
РАБ250-214-161	250	214	161	600	80
РАБ340-285-216	340	285	215,9	820	180
РАБ440-370-295	440	370	295,3	1050	250
РАБ530-465-394	530	465	393,7	1200	360

Таблица 5.25

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 или 4	3 или 4	3 или 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)

*В скобках масса расширителя с четырьмя шарошками.

Таблица 5.26

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

Показатель	РР140-146	РР168	РР178	РР219
Тип базового вырезающего устройства	УВ114	УВУ-А168	УВУ-А178	УВУ-А219
Диаметр корпуса расширителя, мм	120	140	150	194
Диаметр расширенного ствола, мм	250	300	330	450
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
Частот 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 5.27

Размерный ряд расширителей

D_0/D, мм	Присоединительная резьба		Длина, мм
	нижняя	верхняя	
120/146	3-76	3-86	700
140/168	3-76	3-86	700
151/178	3-88	3-102	800
165/194	3-88	3-102	800
190/219	3-117	3-133	900
215/245	3-117	3-133	900
295/330	3-152	3-171	1000
311/350	3-152	3-171	1050
394/440	3-171	3-171	1200
445/520	3-171	3-171	1300

Примечание. D_0 – начальный диаметр ствола скважины; D – диаметр ствола скважины после расширения.

Таблица 5.28

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
РРБ295,3	РРБ295,3/345С	295	345	1522	300	10–20	60–90
РРБ242,9	РРБ242,9/285С	243	285	1432	280	10–20	60–90
РРБ215,9	РРБ215,9/255С	216	255	1645	260	10–20	60–90
РРБ190,5	РРБ190,5/230С	190	230	1315	195	10–20	40–60
РРБ161	РРБ161/200Т	161	200	1475	160	10–20	40–60

Таблица 5.29

Технические характеристики расширителей раздвижных типа РРГ НПП «Азимут»

Тип расширителя	Диаметр расширителя, мм		Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90
	в транспортном положении	в рабочем положении	
РРГ114/146	114	146	3-76
РРГ114/152	114	152	3-76
РРГ185/380	185	380	3-147
РРГА132/168	132	168	3-88
РГР2-112/140	112	150	3-88
РГР2-112/150	112	150	3-88
РГР2-210/270	112	270	3-88
РРГ120/240	120	240	3-86
РРГ138/280	138	280	3-88

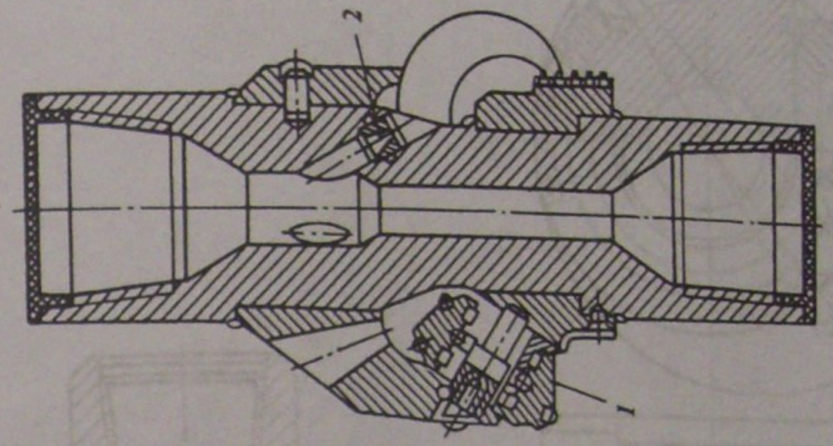


Рис. 5.10. Схема расширителя 6РШ393,7/169,9МСТКГ ОАО НПО «Буровая техника»:
1 – шарошечный узел; *2* – гидромониторная насадка

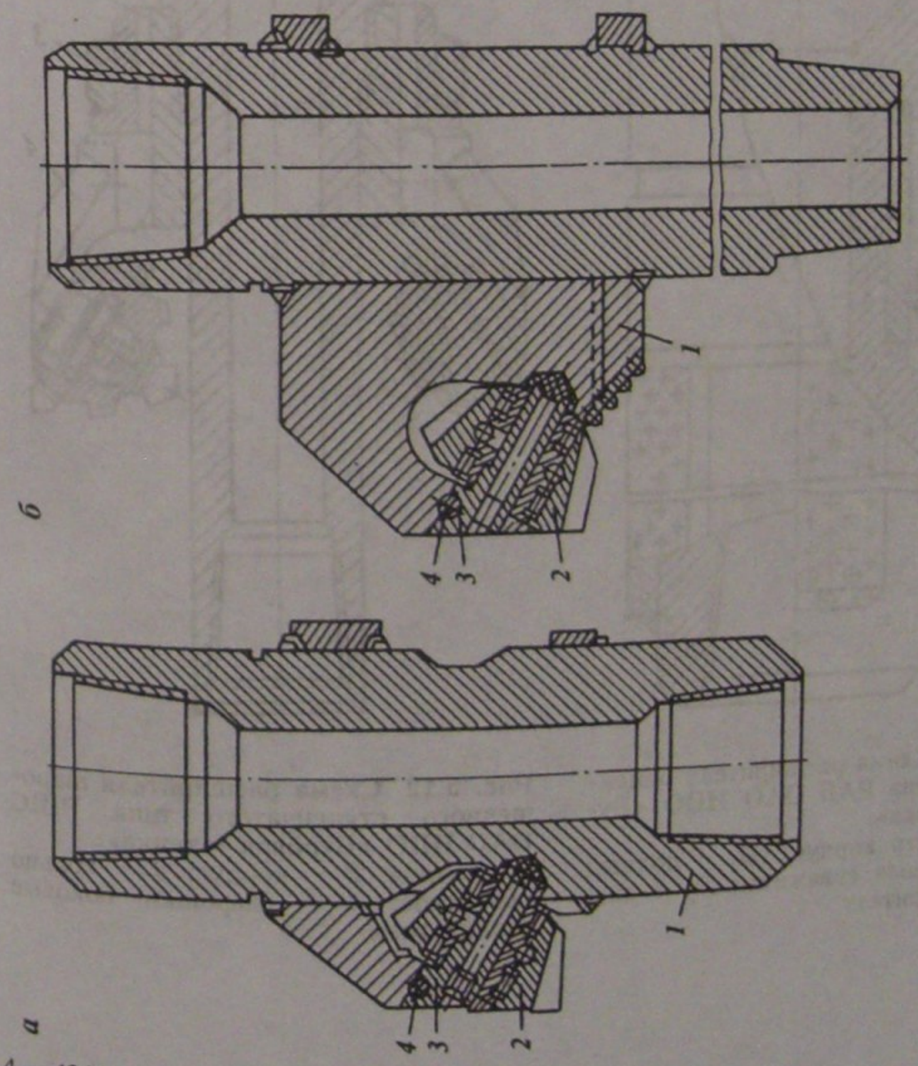


Рис. 5.9. Схемы расширителей типа РШУ ОАО НПО «Буровая техника»:
а – диаметром 393,7 и 444,5 мм; *б* – диаметром 555 и 660 мм; *1* – корпус; *2* – породоразрушающий узел; *3* – эксцентричный палец; *4* – штифт

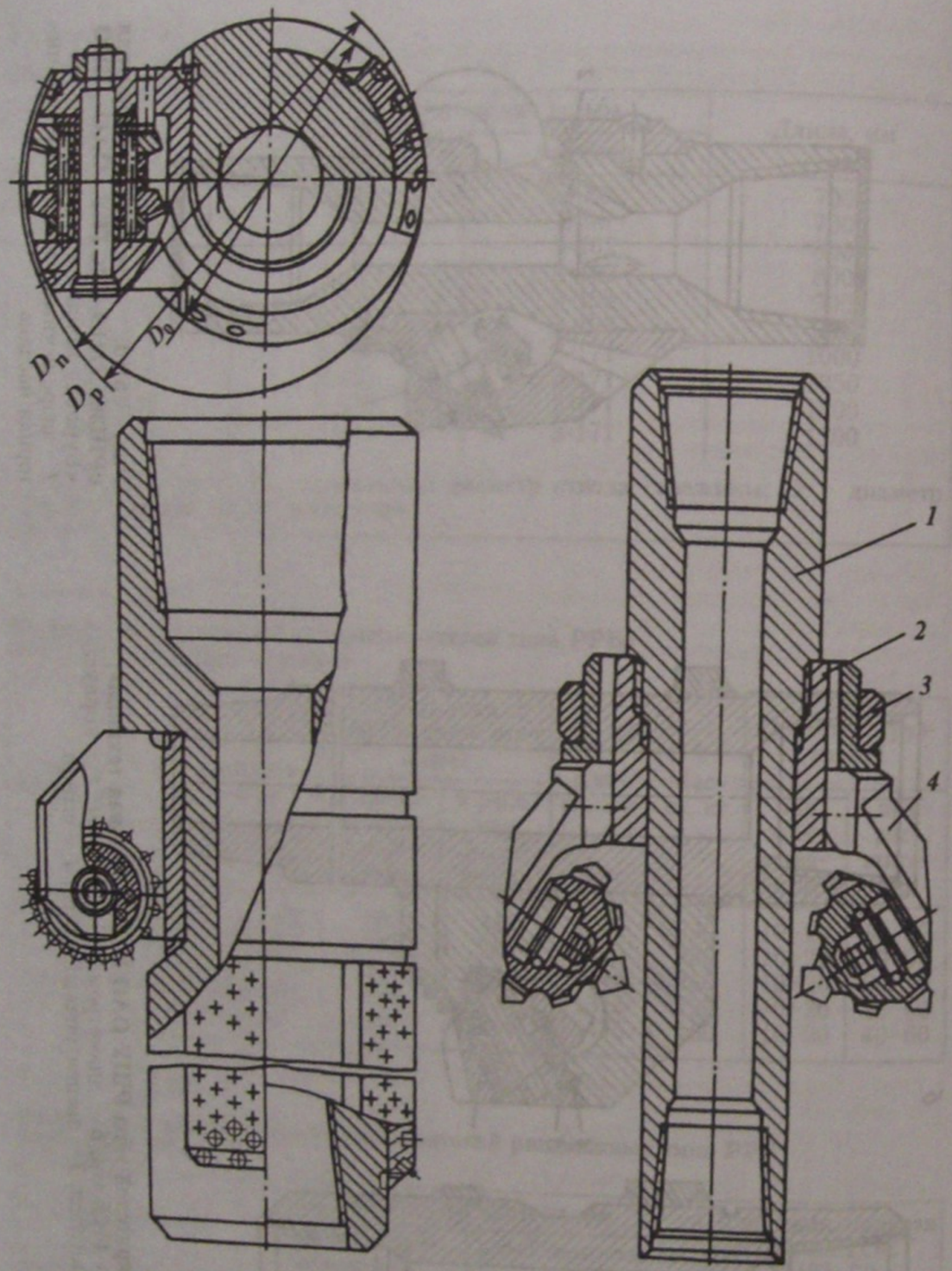


Рис. 5.11. Схема расширителя бицентричного типа РАБ ОАО НПО «Буровая техника»:
D_0 – диаметр корпуса; $D_в$ – полный диаметр ствола скважины; $D_р$ – диаметр расширителя

Рис. 5.12. Схема расширителя шарошечного ступенчатого типа РШС ОАО НПО «Буровая техника»:
1 – ствол; *2* – корпус; *3* – кольцо обжимное; *4* – шарошки боковые стандартные

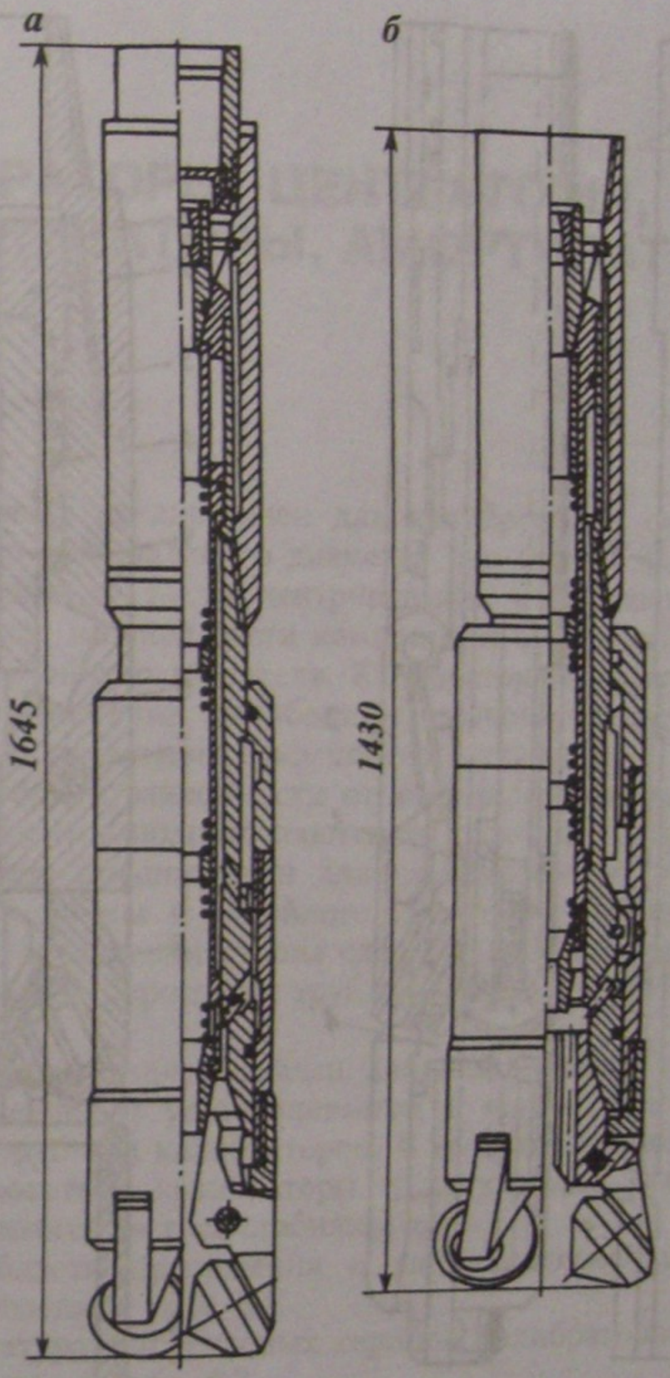
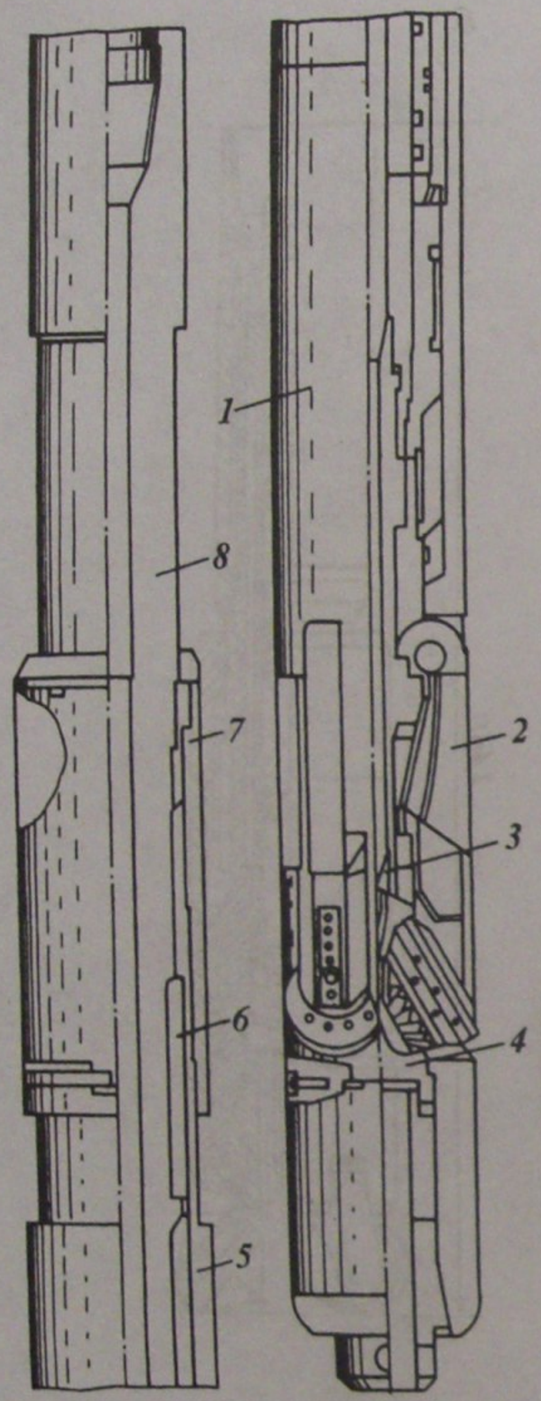


Рис. 5.13. Схема расширителя шарошечного раздвижного типа РРБ ОАО НПО «Буровая техника»:
а – в транспортном положении; *б* – в рабочем положении



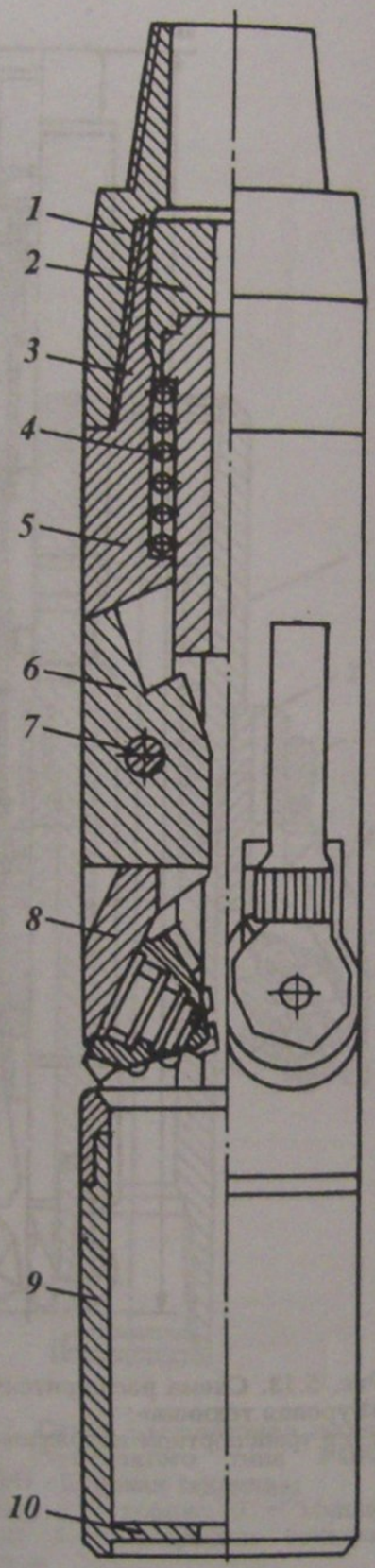


Рис. 5.14. Схема расширителя раздвижного 4РШ190/230 ОАО НПО «Буровая техника»:
1 – корпус; *2* – шарошечная секция; *3* – насадка; *4* – отражатель; *5* – муфта; *6* – шпонка; *7* – стопорное устройство; *8* – вал

Рис. 5.15. Схема расширителя раздвижного 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

6

КАЛИБРАТОРЫ, ЦЕНТРАТОРЫ, СТАБИЛИЗАТОРЫ, АМОРТИЗАТОРЫ

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. Одновременно можно применять до трех стабилизаторов.

Виды, области применения и типы вооружения этих устройств приведены в табл. 6.1.

Номенклатура выпускаемых серийно калибраторов и центраторов приведена в табл. 6.2.

Пример условного обозначения калибратора со спиральными лопастями вида КС, типа СТ, диаметром 215,9 мм, пятой модели: 5-КС215,9СТ.

Таблица 6.1

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	–	–	Твердосплавные вставки
		КСА	СТ	Средней твердости и твердые	Природные и синтетические алмазы, твердосплавные вставки
		КСИ	СТК	Средние, твердые и крепкие	Славутич, твердосплавные вставки
	Шарошечный	КШ	МС	Мягкие и средней твердости	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 и крепкие	Славутич, твердосплавные вставки
	Лопастной со спиральными лопастями	ЦДС	МСТ	Мягкие, средние и твердые	Твердосплавные вставки
			МСТК	Мягкие, средние, твердые и 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

Продолжение табл. 6.1

Устройство	Конструктивное исполнение	Вид	Тип	Твердость породы	Тип вооружения
	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	–	–	–

Отечественными машиностроительными заводами выпускаются калибраторы, центраторы и стабилизаторы следующих типов:

калибраторы лопастные спиральные;

калибраторы лопастные в антисальниковом исполнении;

калибраторы лопастные с прямыми лопастями;

центраторы забойного двигателя передвижные;

калибраторы шарошечного типа;

стабилизаторы лопастного типа.

Таблица 6.2

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						+	+			+						

Каждый типоразмер калибратора, центратора и стабилизатора имеет свои характерные особенности, которые определяют его назначение и область применения.

Калибраторы и центраторы лопастного типа (рис. 6.1) 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 утяжеленных бурильных труб (УБТ) калибраторы и центраторы изготовляют 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 (см. рис. 6.1, *б*, *в*). Кроме трехлопастных ОАО НПО «Буровая техника» разработана конструкция четырехлопастного калибратора для бурения стволов диаметром 346 и 394 мм. Калибратор (см. рис. 6.1, *г*) состоит из ствола, лопастей, армированных твердосплавными штырями, и переводников с муфтовой и ниппельной замковыми резьбами по ГОСТ 5286–75.

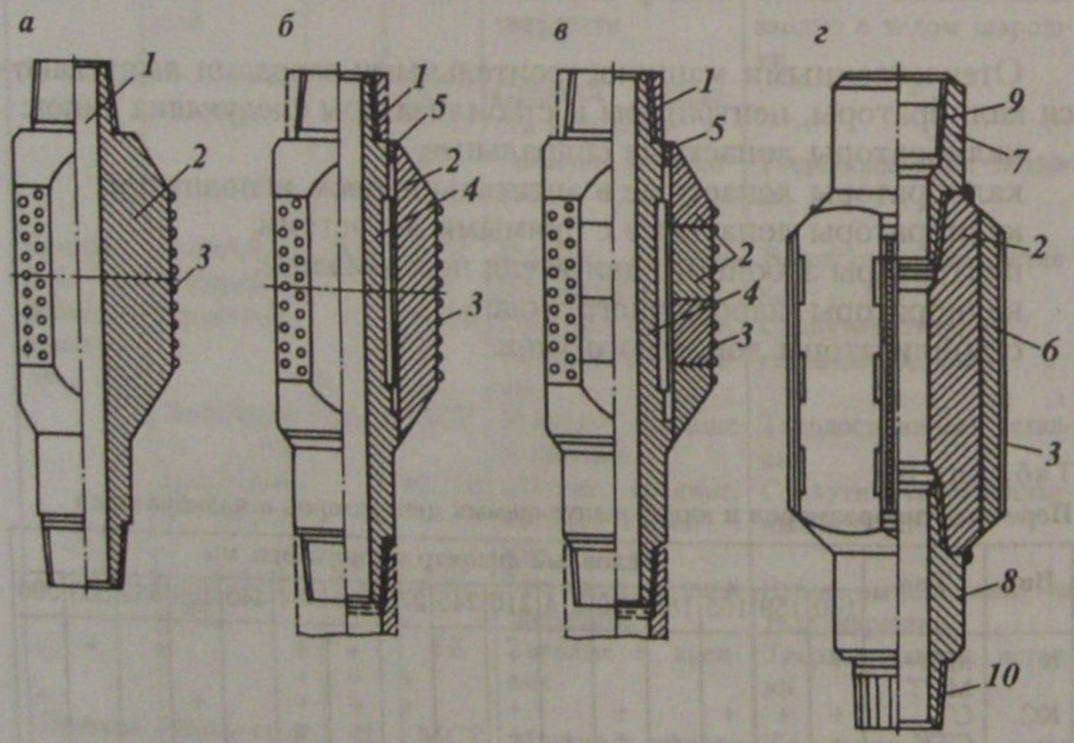


Рис. 6.1. Схемы калибраторов и центраторов лопастных:
а – трехлопастной; *б* – с трехлопастной съемной муфтой; *в* – с трехлопастной составной муфтой; *г* – четырехлопастной; *1* – ствол; *2* – муфта с армированными лопастями; *3* – твердосплавные штыри; *4* – шпонка; *5* – втулка фиксирующая; *6* – лопасть сменная; *7*, *8* – переводники; *9*, *10* – резьбы замковые соответственно муфтовая и ниппельная

Калибраторы в отличие от центраторов, как правило, выполняются с более мощной защитой твердосплавным вооружением лопастей от износа в связи с особенностями выполняемой ими работы.

Центраторы и калибраторы изготовляют со следующими основными размерами: диаметр наружный 139,7–311,1 мм; длина 1000–1800 мм; длина контакта лопастей 260–400 мм.

В ОАО НПО «Буровая техника» разработан принцип классификации колонных и наддолотных калибраторов (стабилизаторов) лопастного типа, приведенный в табл. 6.3, который учитывает как трудоемкость их изготовления, так и требования потребителей с учетом особенностей их применения. В этих калибраторах предусмотрены 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 потребителя); 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. 6.2.

Таблица 6.3

Калибраторы (стабилизаторы) лопастные конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Параметр	Тип исполнения					
	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 $D_в$ 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					

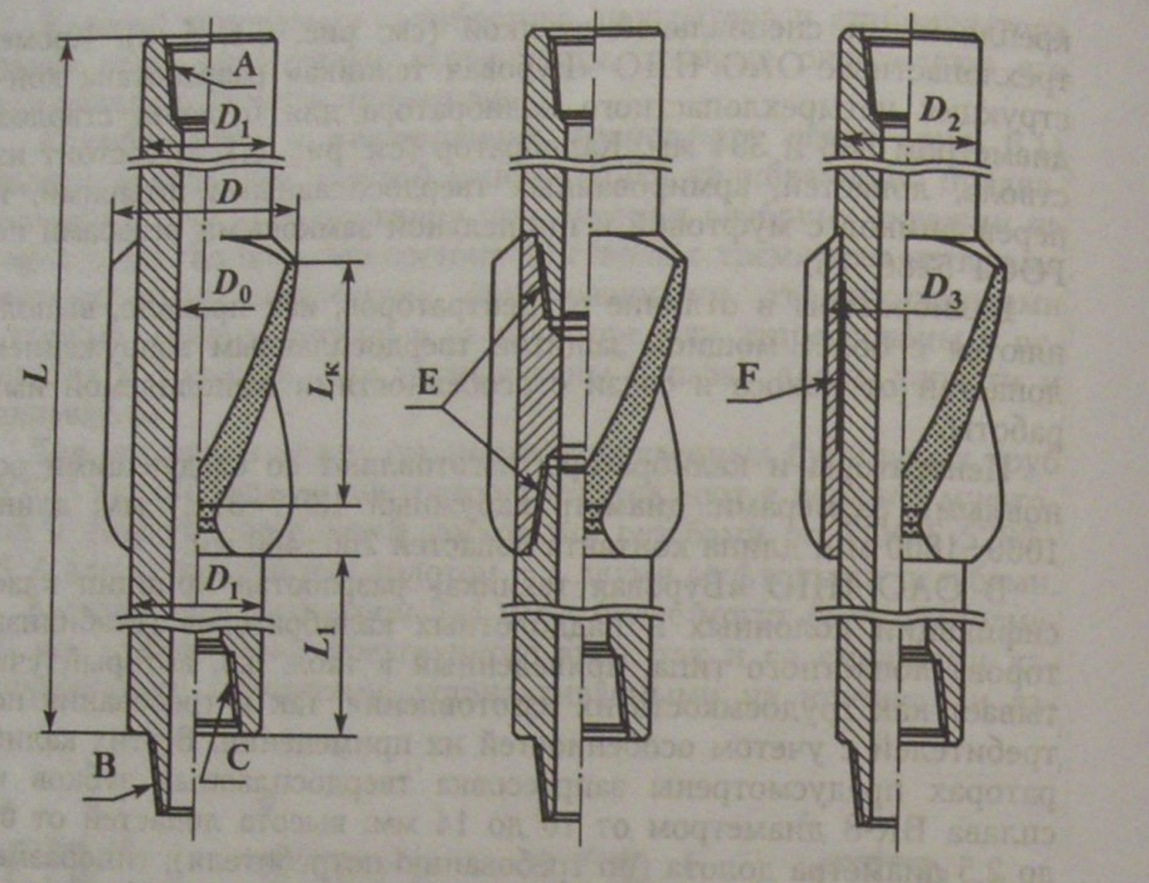


Рис. 6.2. Схемы калибраторов спиральных колонных и наддолотных конструкции ОАО НПО «Буровая техника» (см. табл. 6.3)

Изготовляют 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. 6.4.

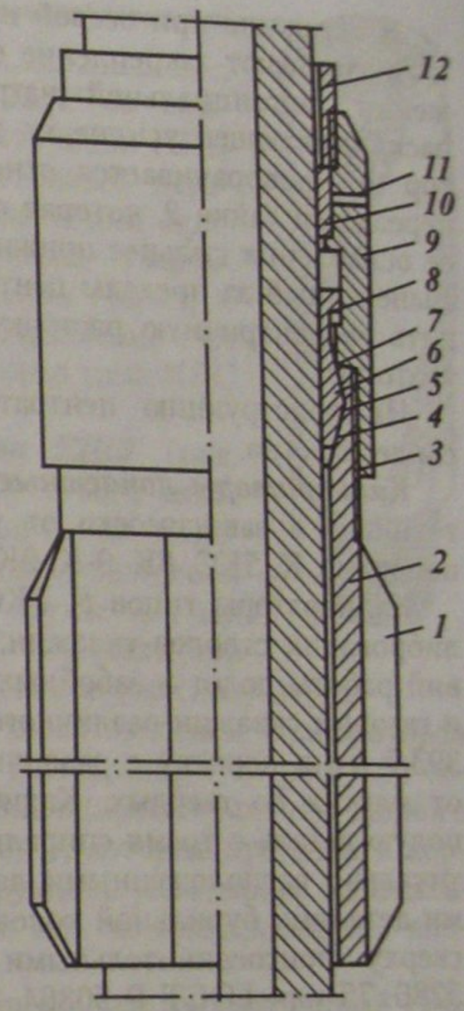
Таблица 6.4

Технические характеристики лопастных калибраторов конструкции ОАО «Завод «Сибнефтегазмаш»

Показатель	1К215,9МС	1К215,9СТ	2К295,3МС	2К295,3СТ
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 28487–90	З-117*	З-117*	З-152*	З-152*

*По требованию заказчика может быть выполнена и другая замковая резьба.

Рис. 6.3. Схема центратора типа ЦБИ



Центратор бурильного инструмента типа ЦБИ (рис. 6.3) предназначен для центрирования нижней части бурильной клоны.

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 с помощью резьбы *3*; верхней части корпуса 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 проводить эксцентричную расточку под сектор во всех размерах центраторов.

На конструкцию центратора типа ЦБИ выдано авторское свидетельство.

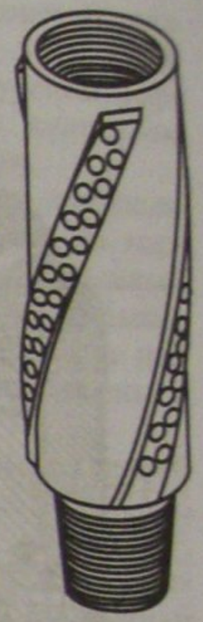
Калибраторы лопастные конструкции ОАО НПО «Буровая техника» в зависимости от типа вооружения выпускаются под шифрами К, 5КС, 8К, 9-К, 9КП, 10КСИ и 13КСИ.

Калибраторы типов 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 вольфрамокобальтовых сплавов (К, 5КС) или алмазно-твердосплавными пластинками (КСИ).

От известных конструкций наддолотные калибраторы ОАО НПО «Буровая техника» отличаются: увеличенной концентрацией вооружения по концам лопастей, обеспечивающей их равностойкость по всей длине и сохранение центрирующих свойств до полного износа вооружения; минимальной металлоемкостью конструкции.

Рис. 6.4. Калибратор лопастной со спиральными лопастями типа КЛС конструкции НПП «Азимут»



Калибратор лопастной типа КЛС со спиральными лопастями (рис. 6.4) конструкции НПП «Азимут» представляет собой переходный переводник с тремя спирально расположенными приваренными лопастями, армированными твердосплавныеми вставками для уменьшения износа, и замковыми присоединительными резьбами по ГОСТ 5286–75. Параметры калибраторов типа КЛС приведены в табл. 6.5.

Калибратор шарошечный типа КШУ (рис. 6.5) предназначен 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. 6.6. Калибратор (см. рис. 6.5) состоит 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 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.

Таблица 6.5

Основные технические характеристики лопастных калибраторов типа КЛС конструкции НПП «Азимут»

Тип калибратора	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90 (муфта/ниппель)
КЛС120,6МС	120,6	З-86/З-86
КЛС120,6СТ	120,6	З-86/З-86
КЛС139,7МС	139,7	З-86/З-86
КЛС139,9СТ	139,7	З-86/З-86
КЛС146МС	146	З-86/З-86
КЛС151МС	151	З-86/З-86
КЛ215,9СТ	215,9	З-147/З-147
К1-215,9МС	215,9	З-147/З-147
КЛС244,5МС	244,5	З-147/З-147
КЦ295	295	З-152/З-152
К1-295,3МСТ	295,3	З-152/З-152
КС295,3СТ	295,3	З-152/З-152

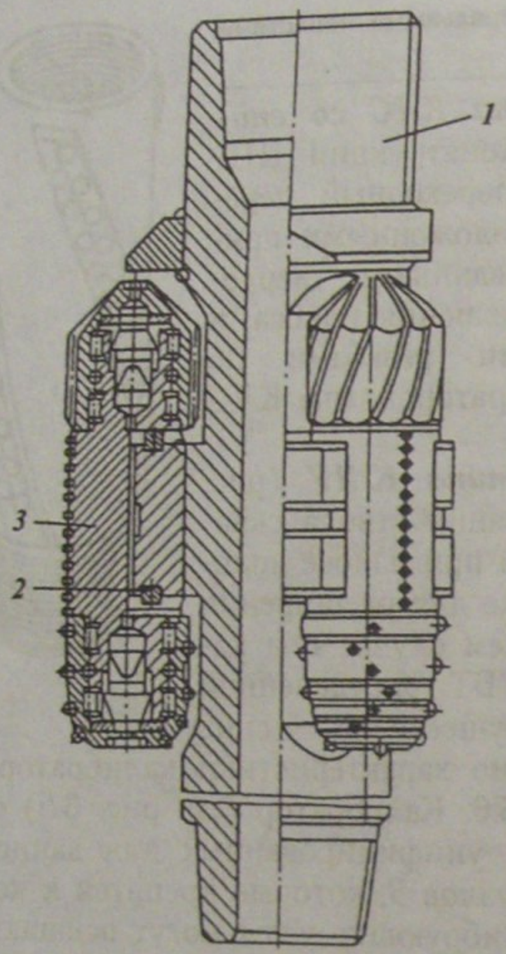


Рис. 6.5. Схема шарошечного калибратора типа КШУ

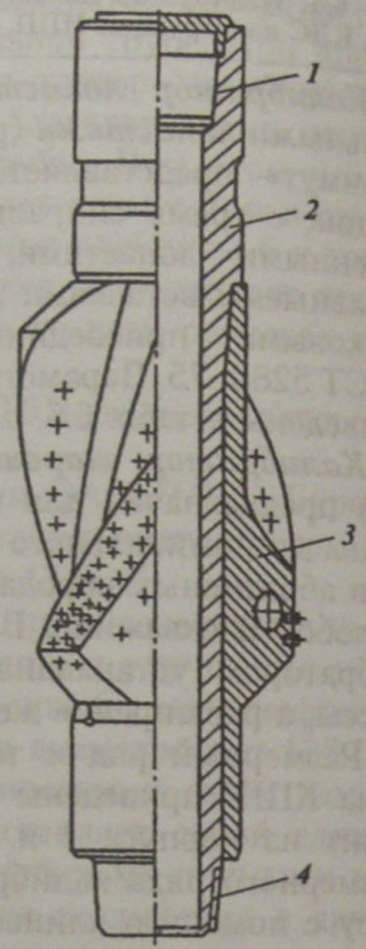


Рис. 6.6. Схема калибратора лопастного спирального типа 8КС со сменной муфтой:
1 – резьба замковая (муфта); *2* – корпус; *3* – сменная муфта со спиральными калибрующими лопастями; *4* – резьба замковая (ниппель)

Число запасных комплектов породоразрушающих узлов и типы шарошек определяются при заказе.

Калибраторы лопастные спиральные 8КС-295,3СТ и 8КС-393,7СТ (рис. 6.6) являются наддолотными калибрующими

Таблица 6.6

Технические характеристики калибраторов типа КШУ

Тип калибратора	Диаметр скважины, мм		Длина, мм	Масса, кг	Максимальная частота вращения, об/мин
	номинальный	минимальный			
КШУ393,7СТК	393,7	380	900	280	150
КШУ444,5СТК	444,5	430	1050	320	120
КШУ555,0СТК	555	540	1250	510	90

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. 6.7.

Для бурения в мягких породах с прослоями пород средней твердости выпускаются калибраторы 8К-295,3МС и 8К-393,7МС с шестью прямыми лопастями на сменных муфтах.

От известных конструкций калибраторы типов 8КС и 8К 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 наружному диаметру: 8КС-293,7СТ; 8КС-292,1СТ; 8КС-390,5СТ; 8К-387,3СТ; 8К-292,1МС и 8К-390,5МС.

Калибратор-центратор лопастной типа КЦЛ (рис. 6.7) предназначен для использования в компоновке низа бурильной ко-

Таблица 6.7

Технические характеристики спиральных лопастных калибраторов типов 8К и 8КС

Показатель	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 12×10-ВК4-8 ТУ 48-19-281–77			
Максимально допустимая осевая нагрузка, кН	300	350	400	400
Масса, кг	200	260	400	450

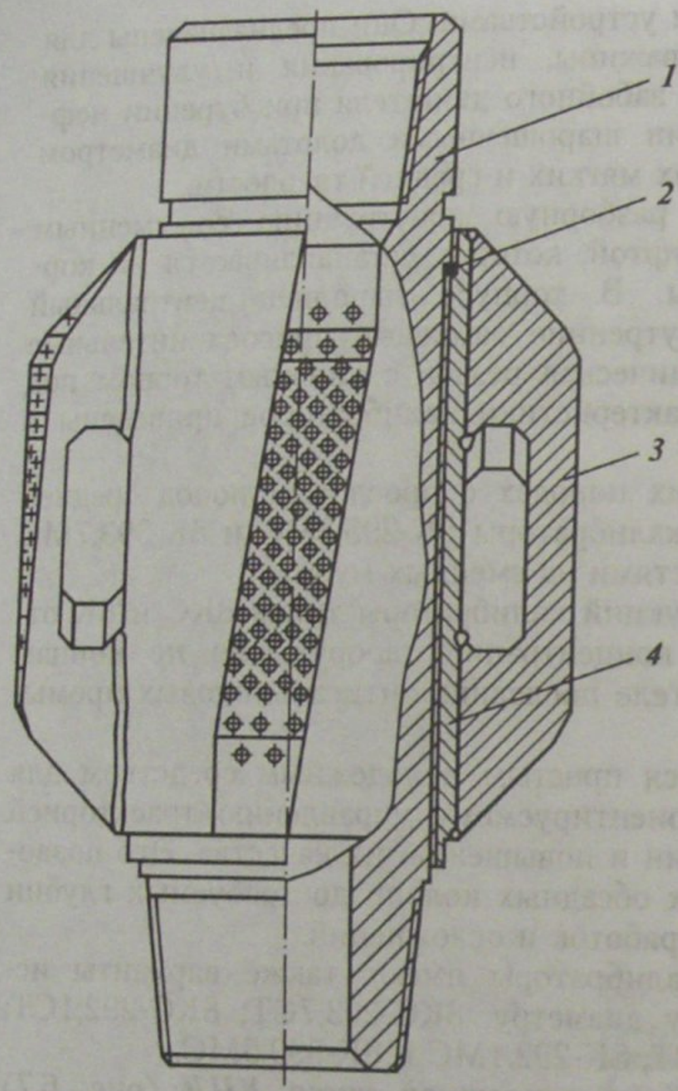


Рис. 6.7. Схема калибратора-центратора типа КЦЛ

лонны 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 (см. рис. 6.7) состоит из корпуса *1* и втулки *4* с приваренными четырьмя лопастями *3*. Втулка навора-чивается 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 калибраторов типа КЦЛ в конструкции низа бурильной колонны (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 калибраторов типа КЦЛ на 30–35 % ниже трех лопастных серийных калибраторов.

Калибраторы и центраторы для роторного бурения (рис. 6.8) 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 изготовляют 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 изготовляют с внутренними и наружными замковыми присоединительными резьбами. Для установки над долотом калибратор выполняют с двумя внутренними резьбами.

От аналогичных устройств других фирм колонные центраторы для роторного бурения, обладающие повышенной прочностью, выгодно отличаются вооружением лопастей с большей концентрацией вооружения по концам, обеспечивающей их равностойкость по всей длине и сохранение центрирующих свойств до полного износа вооружения. Кроме того, на нижних заходных фасках калибраторов выполняется специальное режущее вооружение. Оно позволяет повысить качество калибрования ство-лов 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.

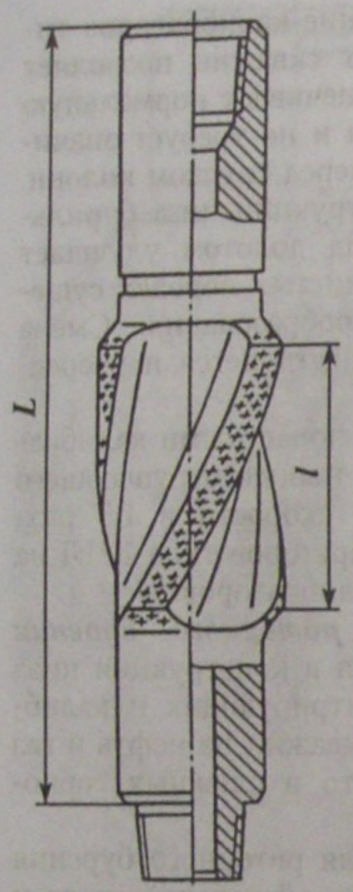


Рис. 6.8. Схема колонного центратора со спиральными лопастями для роторного бурения

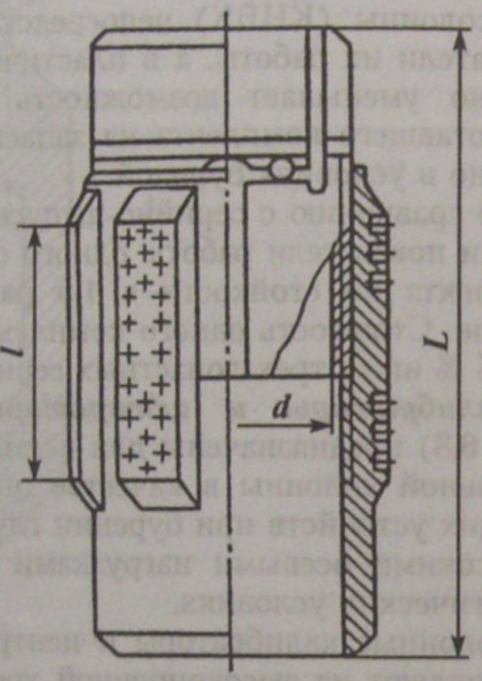


Рис. 6.9. Схема передвижного центратора типа З-ЦДП для забойного двигателя

Передвижные центраторы забойного двигателя типа З-ЦДП (рис. 6.9) 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 З-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 З-ЦДП приведены в табл. 6.8. Центраторы типа З-ЦДП изготов-

Таблица 6.8

Технические характеристики передвижных центраторов типов З-ЦДП забойного двигателя (см. рис. 6.9)

Тип центратора	Номинальный диаметр корпуса забойного двигателя	Диаметр центратора, мм		Длина, мм	
		наружный	внутренний d	общая L	лопастей l
З-ЦДП212/172Т	172	212	174–168*	290–360	35
З-ЦДП214/172Т	172	214	174–168	290–360	35
З-ЦДП212/172С	172	212	174–168	370–440	131
З-ЦДП214/172С	172	214	174–168	370–440	131
З-ЦДП212/172МС	172	212	174–168	520–590	281
З-ЦДП214/172МС	172	214	174–168	520–590	281
З-ЦДП215,9/172МС	172	215,9	174–168	520–590	281
З-ЦДП260/195МС	195	260	197–191	686–750	300
З-ЦДП262/195МС	195	262	197–191	686–750	300
З-ЦДП266/195МС	195	266	197–191	686–750	300
З-ЦДП285/195Т	195	285	197–191	536–600	66
З-ЦДП290/195Т	195	290	197–191	536–600	66
З-ЦДП292/195Т	195	292	197–191	536–600	66
З-ЦДП285/195С	195	285	197–191	536–600	150
З-ЦДП290/195С	195	290	197–191	536–600	150
З-ЦДП292/195С	195	292	197–191	536–600	150
З-ЦДП285/195МС	195	285	197–191	686–750	300
З-ЦДП290/195МС	195	290	197–191	686–750	300
З-ЦДП285/195МС	195	292	197–191	686–750	300
З-ЦДП285/240Т	240	285	242–236	515–595	66
З-ЦДП290/240Т	240	290	242–236	515–595	66
З-ЦДП292/240Т	240	292	242–236	515–595	66
З-ЦДП285/240С	240	285	242–236	515–595	150
З-ЦДП290/240С	240	290	242–236	515–595	150
З-ЦДП292/240С	240	292	242–236	515–595	150
З-ЦДП285/240МС	240	285	242–236	670–750	300
З-ЦДП290/240МС	240	290	242–236	670–750	300
З-ЦДП292/240МС	240	292	242–236	670–750	300
З-ЦДП295/240МС	240	295	242–236	670–750	300
З-ЦДП300/240МС	240	300	242–236	670–750	300
З-ЦДП305/240МС	240	305	242–236	670–750	300
З-ЦДП380/240МС	240	380	242–236	820–900	336
З-ЦДП385/240МС	240	385	242–236	820–900	336
З-ЦДП390/240МС	240	390	242–236	820–900	336

*Центраторы типа З-ЦДП могут закрепляться на корпусах забойных двигателей с фактическими отклонениями их внутренних 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.

ляют в трех исполнениях применительно к характеристике проходимых пород с соответствующими буквенными символами в обозначении: МС – для мягких пород с пропластками средней твердости; С – для пород средней твердости; Т – для твердых пород.

Кроме рассмотренных типов (см. табл. 6.8), изготовляют подвижные центраторы 1ЦД215,9МСТ-25, ЦЗД215,9 и ЦД215,9.

6.1. НАДДОЛОТНЫЙ АМОРТИЗАТОР ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

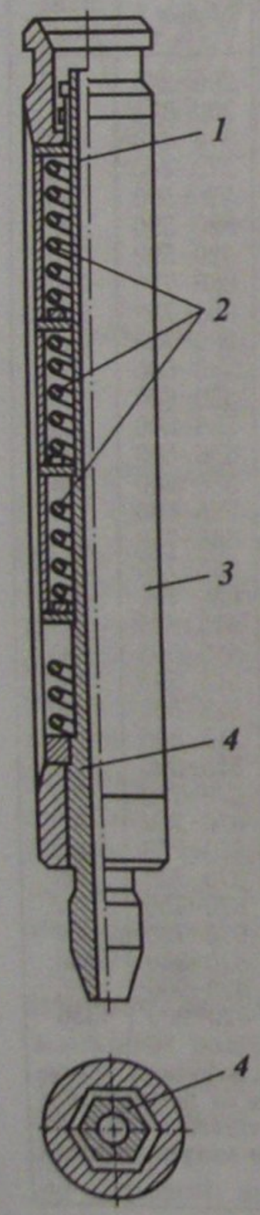


Рис. 6.10. Схема устройства наддолотного амортизатора пружинного типа

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 (рис. 6.10) конструкции ОАО НПО «Буровая техника» 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. 6.9.

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 %;

Таблица 6.9

Технические характеристики наддолотных амортизаторов типа АН конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

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

вынос керна – до 70–80 %. Кроме того, существенно сократились аварии с бурильными трубами, особенно с УБТ, исключились вибрации при бурении с забойными двигателями.

6.2. ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

ОАО НПО «Буровая техника» 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;

Таблица 6.10

Технические характеристики калибратора

Параметр	К120,6СТ	К120,6МС	КС120,6СТ	КС139,7СТ	К139,7СТ
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

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.).

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, 170
Максимальная толщина стенки обсадной колонны, мм	12
Длина интервала вырезания обсадной колонны за один рейс, м	9
Механическая скорость вырезания обсадной колонны за один рейс, м	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. 6.10.

7 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: шарошечные, режущего действия (безопорные) и алмазные.

7.1. КЕРНООТБОРНЫЕ УСТРОЙСТВА

Отечественной промышленностью изготовляются керноотборные устройства различной конструкции и назначения следующих серий:

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

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

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

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

«Риф» – для отбора керна из отложений рыхлых, сыпучих, сильно трещиноватых, в том числе рифогенных горных пород с высокими коллекторскими свойствами роторным способом;

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 большей части серий однотипен (рис. 7.1). Корпус *3* и керноприемник (керноприемная труба с кернователем) *4* изготовлены из легированных стальных

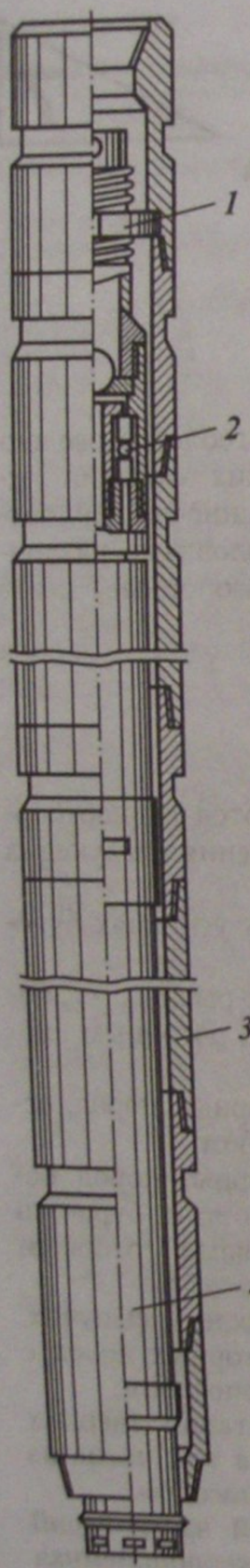


Рис. 7.1. Схема керноотборного устройства серии К

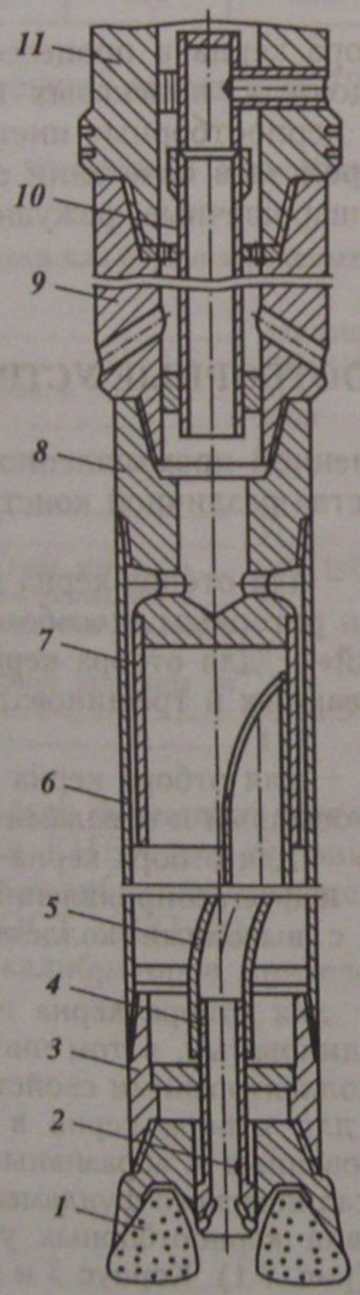


Рис. 7.2. Схема керноотборного устройства серии МАГ:
1 – бурильная головка; *2* – кернолом; *3* – переводник; *4* – керноприемная труба с опорной плитой и телескопическим соединением с кернорвателем; *5* – изогнутая керноприемная труба с упорным фланцем; *6* – наружный корпус; *7* – юбка для изменения направления обратного потока; *8* – специальный переводник для обратной промывки; *9* – утяжеленная бурильная труба с отверстиями; *10* – труба с опорной плитой; *11* – узел обратной промывки

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. 7.2.

Номенклатура и технические характеристики керноотборных устройств для отбора керна в различных по физико-механическим свойствам породах и условиях бурения приведены в табл. 7.1.

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

В табл. 7.2 приведены технические характеристики керноотборников типа КИМ.

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

турбобур 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 УКС-178/60-80 «Структура» (рис. 7.3), 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;

комплекс инструментов для бурения с отбором керна в горизонтальных скважинах, включающий бурильную головку, керноприемное устройство и шарнирную муфту-центратор (рис. 7.4);

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 керноотборные устройства УК-105/67, УК-121/76, УК-146/89, УКУ-172/101 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. Они отличают-

Таблица 7.1

Технические характеристики керноотборных устройств конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Длина устройства, мм	Диаметр керна, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг	Число секций	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
				верхняя	нижняя				верхняя	нижняя	
УКР-240/100 «Урал»	240	16 210	100	3-171	3-189	3640	2	14 835	3-171	3-189	3640
УКР-203/100 «Недра»	203	16 210	100	3-171	3-189	2300	2	14 835	3-171	3-189	2300
УКР-195/120 «Риф»	195	8120	120	3-171	Ниппель 3-189	924	2	6800	3-171	Ниппель 3-189	924
УКР-185/100 «Тенгиз»	185	15 727	100	Муфта 3-147	Ниппель 3-161	1530	2	14 200	Муфта 3-147	Ниппель 3-161	1530
УКР-164/80 «Недра-2»	164	15 635	80	3-121	МК150×6×1:8	1569	2	14 300	3-121	МК150×6×1:8	1569
КР-172/80-100 «Лайнер» с пластиковым вкладышем	172	15 825	80–100	3-122	3-161	1180	2	14 000	3-122	3-161	1180
УКР1-64/80 «Недра» (односекционное)	164	8180	80	3-121	МК150×6×1:8	812	1	7300	3-121	МК150×6×1:8	812
УКР-172/100 «Кембрий»	172	16 130	100	3-133	3-161	1405	2	14 315	3-133	3-161	1405
УКР-146/80 «Силур»	146	9297	80	3-121	3-150	620	2	6660	3-121	3-150	620
УКР-138/67 «Недра»	138	15 943	67	3-121	3-133	1010	2	13 775	3-121	3-133	1010
УКР-127/67 «Кембрий-2»	127	7190	67	3-121	3-133	345	2	6150	3-121	3-133	345
УКР-127/67 «Кембрий»	122	7190	67	3-121	3-133	400	2	6150	3-121	3-133	400
УКР-138/52 «Недра»	138	18 190	52	3-88	МК150×6×1:8	876	2	16 200	3-88	МК150×6×1:8	876
УКР-114/52 «Силур»	114	8695	52	Муфта 3-101	Ниппель МК150×6×1:16	380	2	6600	Муфта 3-101	Ниппель МК150×6×1:16	380
Снаряд керноотборный с гидротранспортом керна МАГ-3У-195/60	195	10 204	60	Муфта 3-171	Муфта 3-161	1345	1	Вместимость 20 000	Муфта 3-171	Муфта 3-161	1345
Снаряд керноотборный с гидротранспортом керна МАГ-2У-195/60	195	8550	60	Муфта 3-117 3-147 3-171	Муфта 3-147 3-161	885	1	Вместимость 20 000	Муфта 3-117 3-147 3-171	Муфта 3-147 3-161	885
МАГ-2У116/32	146	–	32	Муфта 3-121	Муфта 3-21	630	1	Вместимость 15 000	Муфта 3-121	Муфта 3-21	630
СГК-240/60	240	–	60	Муфта 3-171	Муфта 3-161	2360	1	Вместимость 38 000	Муфта 3-171	Муфта 3-161	2360

Рис. 7.3. Схема керноотборного устройства УКС-178/60-80 «Структура»:
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

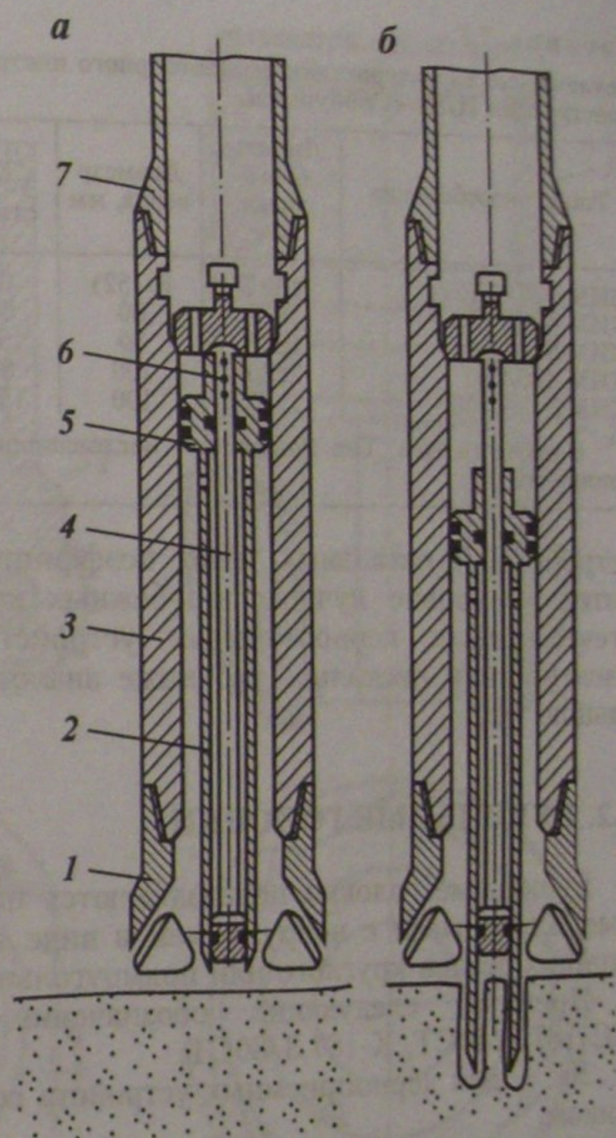
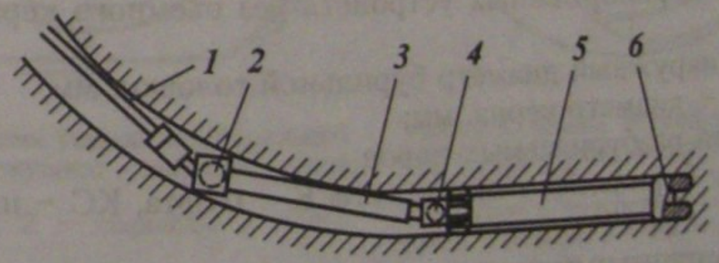


Рис. 7.4. Схема компоновки низа бурильной колонны для отбора керна в горизонтальных скважинах:
1 – бурильная труба; *2*, *4* – шарнирная муфта; *3* – гидравлический забойный двигатель; *5* – керноприемное устройство; *6* – бурильная головка



ся в лучшую сторону от зарубежных конструкций и отечественных серийных устройств типов «Недра» и «Кембрий» универсальностью, так как могут применяться как в роторном 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

Таблица 7.2

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	15 000	2	1500
КИМ-195/100	212,7	100	8000	1	1000
КИМ2-195/100	212,7	100	15 000	2	1800

Примечание. Тип подвески – маслонаполненная, герметичная на подшипниках.

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.

7.2. 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 КС-187,3/40СТ, К-187,3/80СТ:

КС – для керноприемных устройств со съемным керноприемником;

К – для керноприемных устройств без съемного керноприемника;

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.

7.2.1. ШАРОШЕЧНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ

Шарошечные бурильные головки изготовляются с фрезерованным и твердосплавным вооружением типов МСЗ, СЗ, СТ, ТЗ, ТКЗ. Они предназначены для отбора керна в основном роторным способом бурения (или с приводом от низкооборотных забойных двигателей) в породах от средней твердости до твердых и крепких, в том числе абразивных (рис. 7.5–7.7).

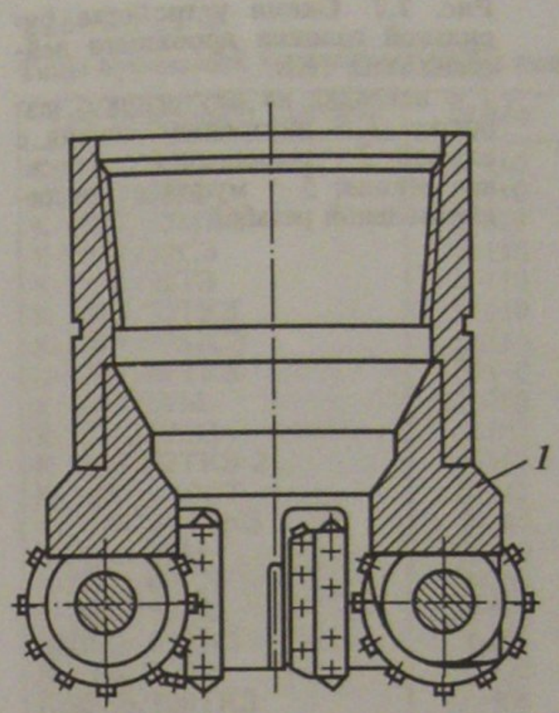


Рис. 7.5. Схема устройства бурильной головки режущего действия типа МСЗ:
1 – корпус; *2* – шарошка; *3* – ось съемная

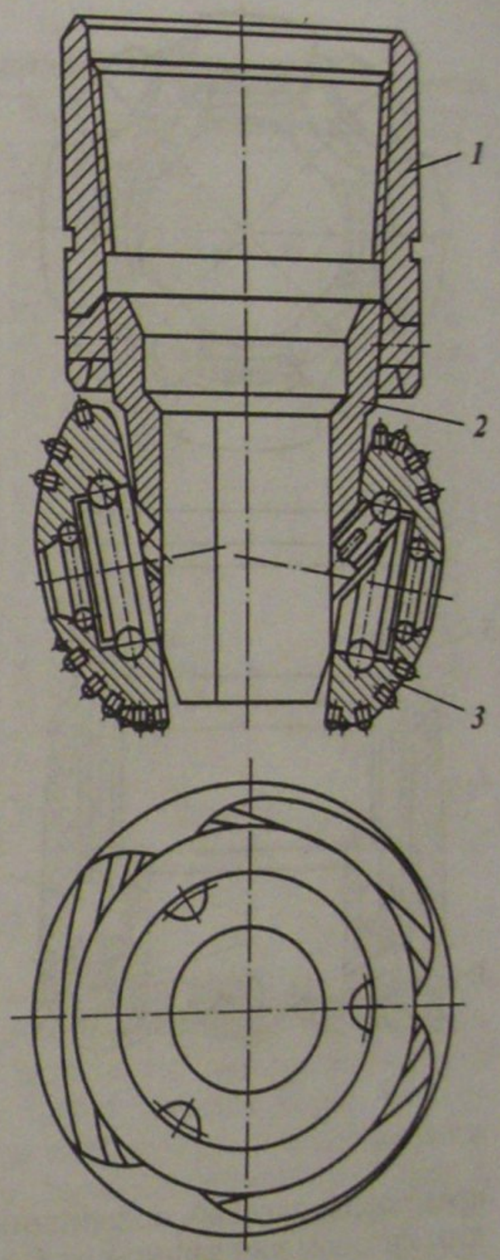


Рис. 7.6. Схема устройства бурильной головки режуще-дробящего действия типа СЗ:
1 – муфта с присоединительной резьбой; *2* – корпус; *3* – шарошка

Бурильные головки состоят 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

Таблица 7.2

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	15 000	2	1500
КИМ-195/100	212,7	100	8000	1	1000
КИМ2-195/100	212,7	100	15 000	2	1800

Примечание. Тип подвески – маслонаполненная, герметичная на подшипниках.

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.

7.2. 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 КС-187,3/40СТ, К-187,3/80СТ:

КС – для керноприемных устройств со съемным керноприемником;

К – для керноприемных устройств без съемного керноприемника;

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.

7.2.1. ШАРОШЕЧНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ

Шарошечные бурильные головки изготовляются с фрезерованным и твердосплавным вооружением типов МСЗ, СЗ, СТ, ТЗ, ТКЗ. Они предназначены для отбора керна в основном роторным способом бурения (или с приводом от низкооборотных забойных двигателей) в породах от средней твердости до твердых и крепких, в том числе абразивных (рис. 7.5–7.7).

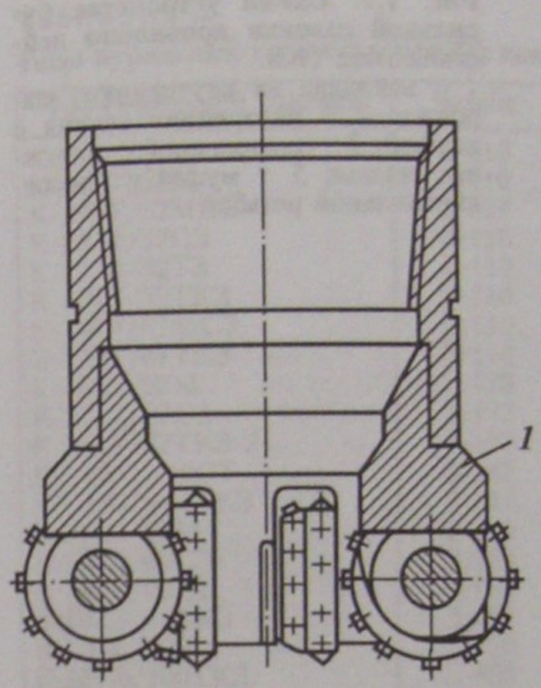


Рис. 7.5. Схема устройства бурильной головки режущего действия типа МСЗ:
1 – корпус; *2* – шарошка; *3* – ось съемная

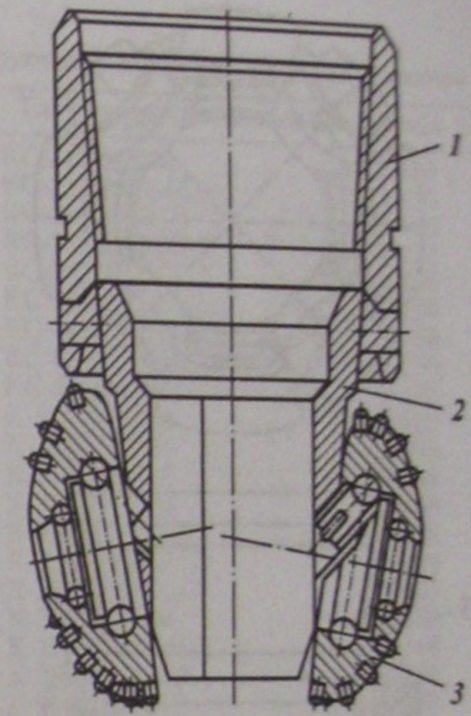


Рис. 7.6. Схема устройства бурильной головки режуще-дробящего действия типа СЗ:
1 – муфта с присоединительной резьбой; *2* – корпус; *3* – шарошка

Бурильные головки состоят 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

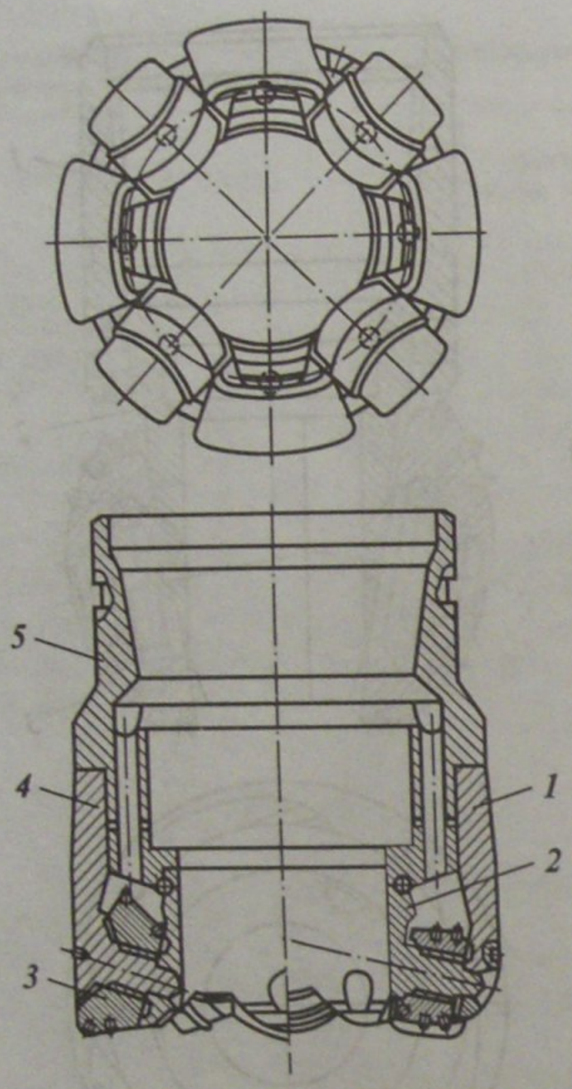


Рис. 7.7. Схема устройства бурильной головки дробящего действия типа ТКЗ:
1 – накладка на внутреннюю шарошку; *2* – внутренняя секция с цапфой; *3* – шарошка; *4* – наружная секция; *5* – муфта с присоединительной резьбой

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 – пятишарошечные, 187,3 и 212,7 мм – шестишарошечные, а остальные – восьмишарошечные (табл. 7.3).

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

алмазные безматричные – КАБ119,5/67МС1(МС2); КАБ138,1/76МС1(МС2); КАБ163,5/89МС1(МС2); КАБ214,3/101МС1(МС2, МС3 и МС4); КАБ214,3/133МС1(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.

Таблица 7.3

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

7.2.2. БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ ТИПА М

Бурильные головки режущего (безопорные) типа (рис. 7.8) предназначены для отбора керна в мягких малоабразивных породах. Они состоят из остова *1* и муфты *4* с присоединительной резьбой, сваренных 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.

Помимо перечисленных, выпускаются и бурильные головки других типов для отбора керна – У157,1×67ST-45C и У212×80ST-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. 7.9). Основные показатели бурильных головок типа У приведены в табл. 7.4.

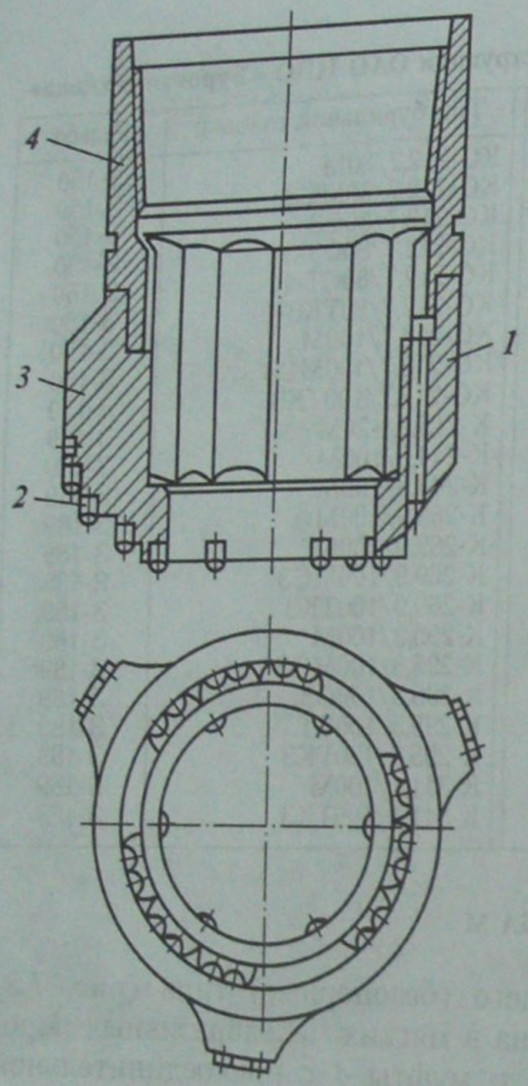


Рис. 7.8. Схема устройства бурильной головки режущего действия типа М



Рис. 7.9. Бурильная головка типа У производства СП ЗАО «Удмуртские долота»

Таблица 7.4

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

Показатель	У157,1/67	У212/80
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-150×6
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 7.5

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, 80 158,7/167, 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

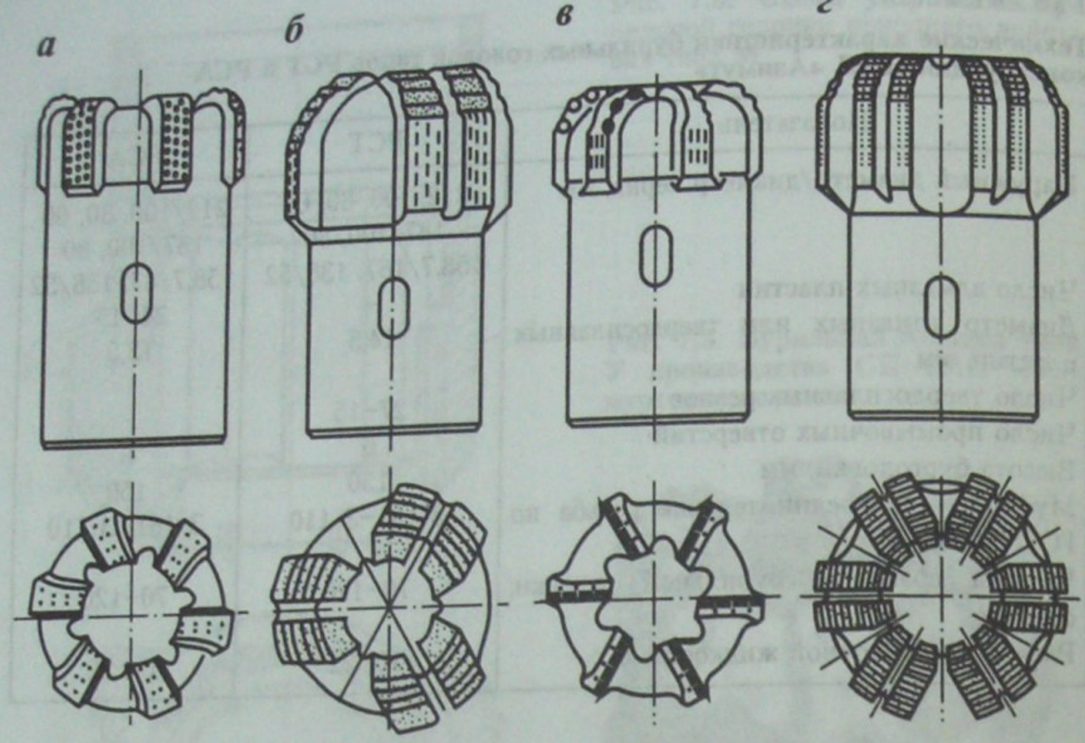
Кроме того, выпускаются серийно бурильные головки алмазные (РСА) и твердосплавные (РСТ) диаметрами от 138 до 212 мм, предназначенные для отбора керна в комплекте с керноотборными устройствами различного типа в мягких и средней твердости породах при бурении нефтяных и газовых скважинах различного назначения.

Основные технические показатели бурильных головок указанных типов приведены в табл. 7.5.

7.2.3. АЛМАЗНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ

Отечественной промышленностью созданы бурильные головки с твердосплавной износостойкой матрицей, оснащенные природными и синтетическими алмазами, алмазно-твердосплавными пластинами и резцами, поликристаллическими синтетическими термостойкими алмазами, а также с комбинированным вооружением рабочих поверхностей (рис. 7.10).

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



7.10. Алмазные бурильные головки конструкции ОАО НПО «Буровая техника» разных типов:
а – КСС; *б* – КИ, КТСИ, КТ; *в* – КАП; *г* – КР, КРС

головок достигается в интервалах сплошного отбора керна, соизмеримых по длине с суммарной проходкой на бурильную головку.

Основные параметры и номенклатура алмазных бурильных головок различных конструкций приведены в табл. 7.6 и 7.7.

Таблица 7.6

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	МК116×6×1:16 – муфта (РД 39-2-863–83)	–
138,1/58	3-110 – муфта	–
138,1/67	3-110 – муфта	–
159,4/67	3-133 – муфта	NC-50 – муфта
163,5/67	3-133 – муфта	NC-50 – муфта
188,9/40	3-147 – муфта	5 1/2FH – ниппель
188,9/80	3-150 – муфта	–
214,3/80	3-150 – муфта	–
188,9/100	3-161 – муфта	–
214,3/100	3-161 – муфта	–

Таблица 7.7

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)	КАП133,3/67МС	М6R5	+	+	+	+			
	КАП138,1/52МС	М2R5	+	+	+	+			
	КАП138,1/67МС	М2R5	+	+	+	+			
	КАП159,4/67МС	М5R5	+	+	+	+			
	КАП188,9/80МС	М5R5	+	+	+	+			
	КАП188,9/100МС	М5R5	+	+	+	+			
	КАП214,3/80МС	М6R5	+	+	+	+			
	КАП214,3/100МС	М5R5	+	+	+	+			
	КАП214,3/60МС	М6R5	+	+	+	+			
Синтетические алмазы – трехгранные призмы (ПСТА)	КСС138,1/67СТ	Т5R8			+	+	+		
	КСС159,4/67СТ2	Т6R5			+	+	+		
	КСС163,5/67СТ	Т6R8			+	+	+		
	КСС214,3/80СТ1	Т6R8			+	+	+		
Синтетические алмазы СВС-П в виде цилиндров или их части	КТСИ138,1/52СЗ	Т3Х0				+	+	+	
	КРС159,4/64СТ1	Т2Х9			+	+	+		
	КТСИ188,9/80СЗ	Т2Х0				+	+	+	
	КСС188,9/80СТ1	Т4R8				+	+		
	КТСИ188,9/100СТ1	Т6R0				+	+	+	
	КСС188,9/100СТ1	Т5R7		+	+	+	+		
	КТСИ214,3/80СЗ	Т2Х0				+	+	+	
	КТСИ214,3/100СТ1	Т2R0				+	+	+	
	КРС214,3/100СТ1	Т4R9			+	+	+		
	КСС295,3/100МС1	Т6R8		+	+	+	+		
Природные алмазы	КТ138,1/52СЗ	D3Х9				+	+	+	
	КР163,5/67СТ2	D6Х9			+	+	+	+	
	КР188,9/80СТ2	D5Х9			+	+	+	+	
	КИ188,9/80СЗ	D2Х0				+	+	+	+
	КР214,3/80СТ2	D5Х9			+	+	+	+	
	КИ214,3/80СЗ	D2Х0				+	+	+	+

Примечание. МА, СА, ВА – малоабразивные, среднеабразивные, высокоабразивные породы.

7.3. 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. 7.11.

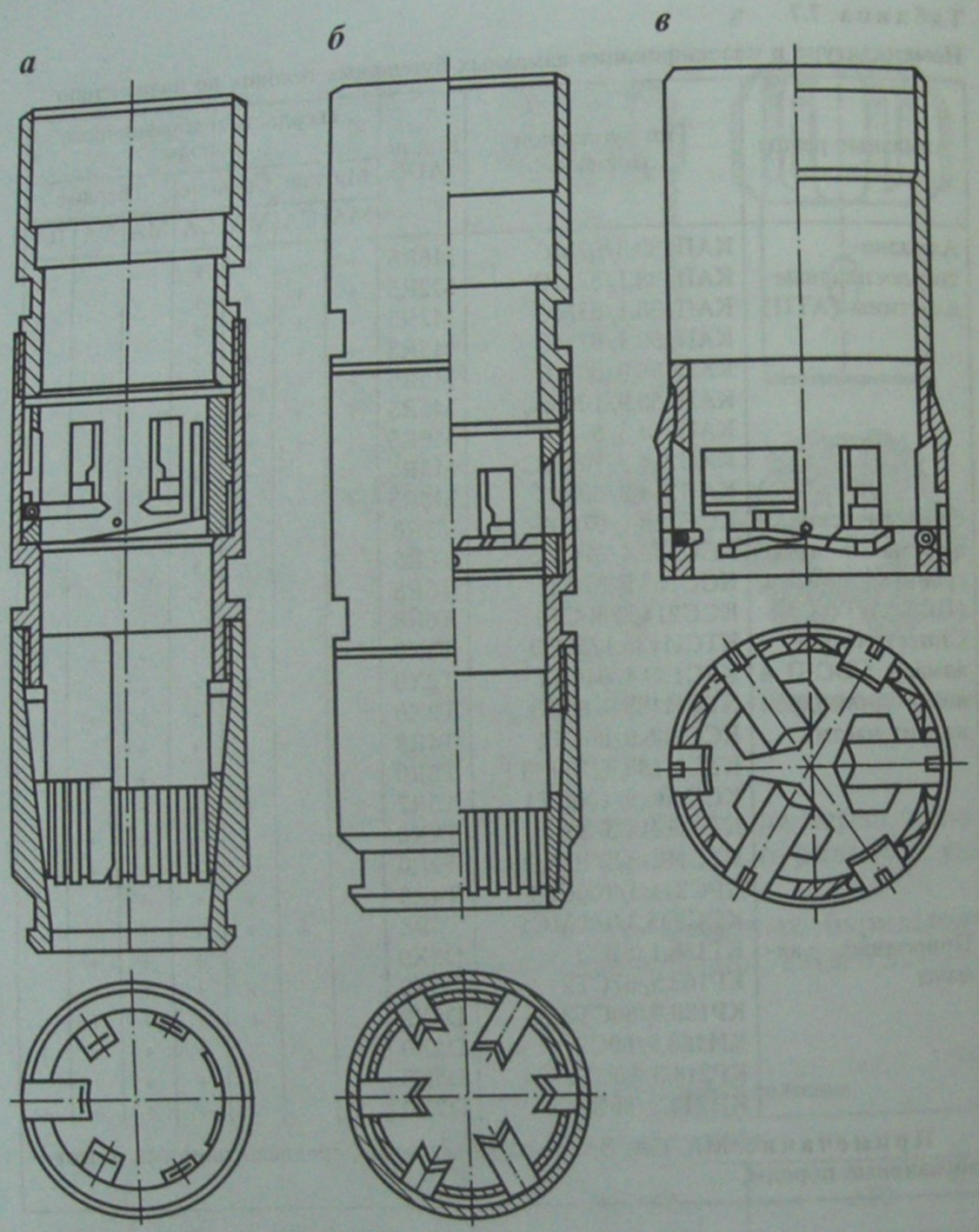


Рис. 7.11. Основные виды компоновок кернорвателей:
а – КЦР-7; *б* – КЦР-9; *в* – Р26

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 вида КЦР-7 выполнен с эксцентричной обоймой и рычажками переменной высоты (см. рис. 7.11, *а*). В зависимости от условий

бурения и физико-механических характеристик разбуриваемых пород в компоновках кернорвателей видов КЦР-7 и КЦР-9 может быть установлено как по одному цанговому или рычажковому рвателю, так и их комбинации.

Кернорватель вида Р26 выполнен с вращающейся быстросъемной 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.

8

БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

8.1. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ ВЕДУЩИЕ

Трубы бурильные ведущие (ВБТ) изготовляются 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. 8.1.

Технические характеристики ведущих труб и их резьбовых соединений приведены в табл. 8.1, 8.2.

Таблица 8.1

Технические характеристики ведущих труб квадратного и шестигранного сечений сборной конструкции (см. рис. 8.1)

Тип трубы	Сторона квадрата a, мм	Диаметр трубы, мм		Длина трубы L, мм
		D	d_3	
ВБТ-63К	63	82,6	32	12 190
ВБТ-76К	76	98,4	44	12 190
ВБТ-89К	89	112,7	57	12 190
ВБТ-108К	108	139,7	71	16 460
ВБТ-108К	108	139,7	71	16 460
ВБТ-133К	133	171,4	80	16 460
ВБТ-152К	152	196,8	80	16 460
ВБТ-89Ш	89	100,0	44	12 190
ВБТ-108Ш	108	121,4	57	12 190
ВБТ-133Ш	133	150,0	80	16 460
ВБТ-152Ш	152	173,0	80	16 460
ВБТ-152К	152	173,0	80	16 460

Продолжение табл. 8.1

Тип трубы	Диаметр соединения, мм		Резьба (ГОСТ Р 50864–96)		Масса, кг
	верхнего муфтового d_1	нижнего ниппельного d_2	верхняя муфта, левая	ниппель, правая	
ВБТ-63К	197	86	3-152	3-73	378
ВБТ-76К	197	108	3-152	3-86	477
ВБТ-89К	197	121	3-152	3-102	569
ВБТ-108К	197	152	3-152	3-122	1086
ВБТ-108К	197	155	3-152	3-133	1090
ВБТ-133К	197	178	3-152	3-147	1649
ВБТ-152К	197	203	3-152	3-171	2326
ВБТ-89Ш	197	108	3-152	3-86	570
ВБТ-108Ш	197	121	3-152	3-102	1030
ВБТ-133Ш	197	155	3-152	3-133	1365
ВБТ-152Ш	197	178	3-152	3-147	1869
ВБТ-152К	197	178	3-152	3-147	1986

Таблица 8.2

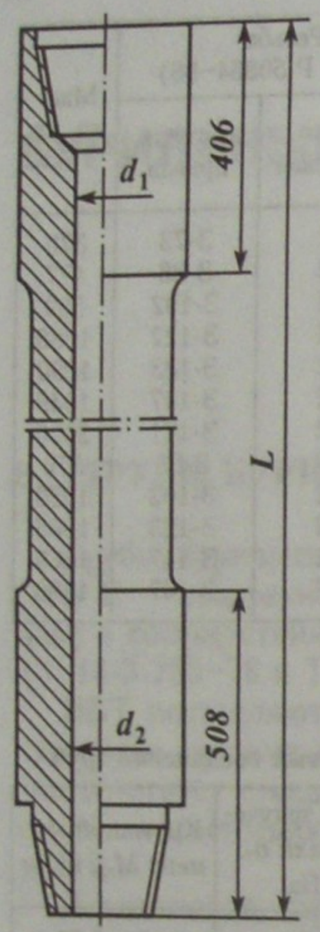
Рекомендуемые крутящие моменты свинчивания резьбовых соединений труб

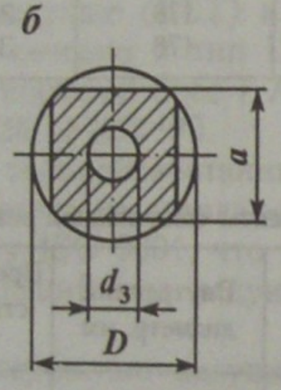
Тип трубы	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Предел текучести стали $\sigma_т$, МПа	Крутящий момент $M_{кр}$, кН·м
ВБТ-63К	86	32	760	4,74–6,77
ВБТ-76К	108	44	760	7,30–10,40
ВБТ-63К	121	57	690	10,40–14,80
ВБТ-76К	152	71	690	18,40–26,20
ВБТ-63К	155	71	690	25,90–37,00
ВБТ-76К	178	80	690	34,70–49,60
ВБТ-63К	203	80	690	62,60–89,60

Таблица 8.3

Механические свойства стали марки 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





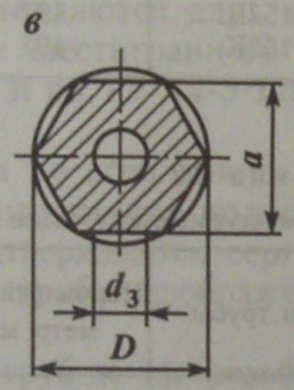


Рис. 8.1. Трубы бурильные ведущие:
а – общий вид; *б* – сечение трубы типа К; *в* – сечение трубы типа Ш

Ведущие рабочие трубы изготовляются из стали марки 45ХГМА по ТУ 26-12-802–90 (табл. 8.3).

8.2. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ СТАЛЬНЫЕ

Стальные бурильные трубы российской промышленностью изготовляются следующих конструкций:

с высаженными внутрь и наружу концами (типы В и Н по ГОСТ 631–75) и навинченными замками по трубной конической резьбе треугольного профиля (рис. 8.2, *а*);

с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками (типы ВК и НК по ГОСТ 631–75) и навинченными замками по трубной конической резьбе трапецеидального профиля (рис. 8.2, *б*);

с комбинированной высадкой концов (внутрь и наружу), внутренней и наружной высадкой (типы ПК, ПВ и ПН соответственно по ТУ 14-3-1571–88) (рис. 8.2, *в*, *г*, *д*) и приваренными по высадке замками типа ЗП;

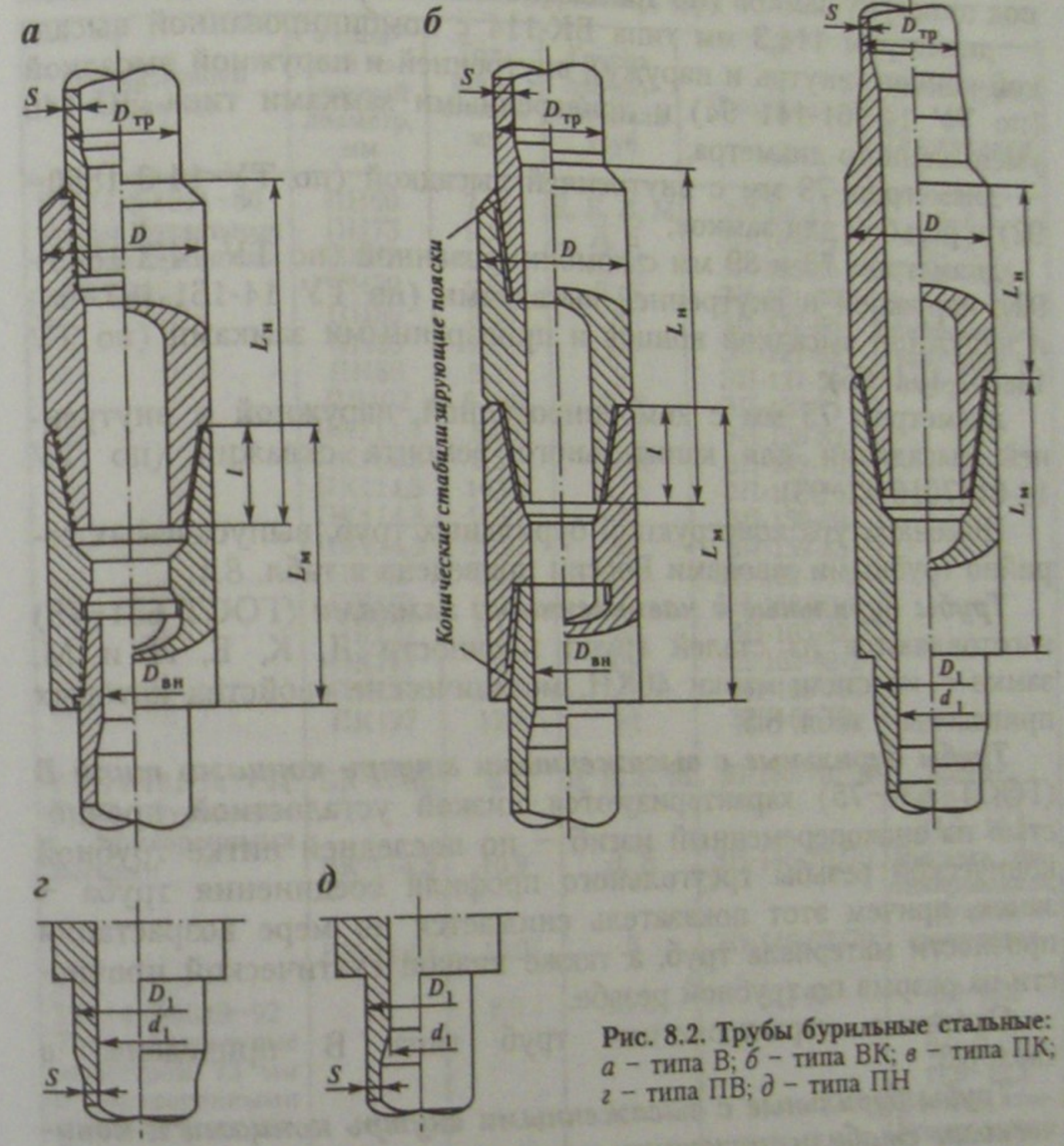


Рис. 8.2. Трубы бурильные стальные:
а – типа В; *б* – типа ВК; *в* – типа ПК; *г* – типа ПВ; *д* – типа ПН

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 высадкой (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, ЗП-165, ЗП-168 и ЗП-95, ЗП-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;

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. 8.4.

Трубы бурильные с навинченными замками (ГОСТ 631–75) изготовляются из сталей групп прочности Д, К, Е, Л и М, замки – из стали марки 40ХН, механические свойства которых приведены в табл. 8.5.

Трубы бурильные с высаженными внутрь концами типа В (ГОСТ 631–75) характеризуются низкой усталостной прочностью на знакопеременный 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 типа В приведены в табл. 8.6.

Трубы бурильные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками типа ВК (ГОСТ 631–75) характеризуются повышенной по сравнению с трубами типа В усталостной прочностью соединения труба – замок за счет конического стабилизирующего пояска, воспринимающего часть нагрузки, приходящейся на резьбовое соединение при знакопеременном изгибе, и упорного выступа по торцу трубы и расточки внутри замковых деталей, а также повышенной статической прочностью на разрыв за счет применения трапецеидальной резьбы соединения труба – замок.

Основные характеристики труб типа ВК приведены в табл. 8.7.

Трубы бурильные с высаженными концами и приваренными к ним замками (ТУ 14-3-1571–88, ТУ 14-161-136, 137, 138,

Таблица 8.4

Номенклатура конструкций стальных бурильных труб

Нормативный документ	Условный наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности стали труб	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	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
	БК-114,3	10,9	Д, Е	ЗП-146-70/70	
	БК-114,3	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; 11,9–12,5 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	
	БК-73	9,19	Д, Е, Л	ЗП-105М-54	
	БК-73	9,19	Д, Е, Л	ЗП-105М-51	
	БК-73	9,19	М	ЗП-105М-50	
	БН-76	8,5	Д, Е	ЗП-105М-45	

Продолжение табл. 8.4

Нормативный документ	Условный наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности стали труб	Тип замка	Длина труб, м Тип высадки
Трубы бурильные с приваренными замками	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
	127	9,2	Л	ЗП-165-86	
	127	9,2	М	ЗП-168-83	
	127	12,7	Д, Е	ЗП-168-83	
	127	12,7	Л	ЗП-168-76	
ТУ 14-3-1850–92 Трубы бурильные с высаженными внутрь концами	73	7,0	Д, К, Е, Л	–	5,9–6,6; 8,0–8,6; 11,5–12,4 Высадка внутренняя
	73	9,0	Д, К, Е, Л	–	
ТУ 14-161-154–94 Трубы бурильные диаметром 73 и 89 мм с приваренными замками	73	5,5	Д, Е	ЗП-95-59	5,9–6,5; 8,0–8,4; 9,0–9,45; 11,6–12,65 Высадка наружная
	73	5,5	Л	ЗП-95-59	
	73	7,0	Д, Е	ЗП-95-55	
	89	6,5	Д, Е	ЗП-115-73	
ТУ 14-01470176-42–93 Трубы для капитального ремонта скважин	73	5,5	Д, Е	ТТ 95-57	5,9–6,3
	73	5,5	Е, Л, М	ТТ 98-57	Высадка комбинированная, наружная и внутренняя
ГОСТ Р 50278–92 Трубы бурильные с приваренными замками	89	9,4; 11,4	Д, Е, Л, М	Замки по ГОСТ 27834–95	Высадка комбинированная, наружная и внутренняя
	102	8,4	Д, Е, Л, М		
	114	8,6; 10,9	Д, Е, Л, М		
	127	9,2; 12,7	Д, Е, Л, М		
	140	9,2; 10,5	Д, Е, Л, М		

Таблица 8.5

Механические свойства стали бурильных труб и замков по ГОСТ 631–75

Показатель	Группа прочности стали труб					Замок из стали марки 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

Таблица 8.6

Технические характеристики труб типа В (см. рис. 8.2, *а*)

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 мм	95; 91; 87; 83	105; 101; 100; 91
Длина трубы, мм	11 500	11 500
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 мм/−10 мм)	320	350
Длина резьбы ниппеля l, мм	114	127
Длина муфты $L_м$, мм (+30 мм/−10 мм)	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 обоих 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

141–95) изготовляют трех типов: ПК – с комбинированной высадкой концов (внутрь и наружу); ПВ – с внутренней высадкой; ПН – с наружной высадкой.

Трубы характеризуются высокой усталостной прочностью на изгиб сварного соединения из-за отсутствия концентраторов напряжения вследствие полного удаления внутреннего и наружного грата.

Таблица 8.7

Технические характеристики труб типа ВК (см. рис. 8.2, *б*)

Показатель	В-127	В-140
Наружный диаметр трубы $D_{тр}$, мм ±1 %	127,0	139,7
Толщина стенки S, мм − 12,5 %	9; 10	9; 10; 11
Внутренний диаметр высадки трубы $D_{вн}$, мм ±1,5 мм	92; 90	102; 100; 100
Длина трубы, мм	11 500	11 500
Допускается в партии труб, %:		
длиной 8000 мм	25	25
длиной 6000 мм	8	8
Тип замка по ГОСТ 5286–75	ЗУ-162	ЗШК-178
Замковая резьба	З-133	З-147
Наружный диаметр замка D, мм	162	178
Длина ниппеля $L_н$, мм (+30 мм/−10 мм)	325	350
Длина резьбы ниппеля l, мм	114	127
Длина муфты $L_м$, мм (+30 мм/−10 мм)	325	350
Масса 1 м гладкой трубы, кг	26,2; 28,9	29,0; 32,0; 35,0
Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов, кг	7,0; 7,6	11,0; 10,2; 9,2
Масса комплекта замка, кг	45,3	61,0

Таблица 8.8

Механические свойства стали бурильных труб и замков по ГОСТ 631–75

Показатель	Группа прочности стали труб				Замок из стали марки 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, кДж/м^2, не менее	690	690	690	690	588
Твердость по Бринеллю, НВ	–	–	–	–	300–355

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 σ_1 бурильных труб всех групп прочности не менее 16 кг/мм^2.

Механические свойства стали труб приведены в табл. 8.8 и 8.9, основные характеристики труб по ТУ 14-3-1571–88 – в табл. 8.10, а механические свойства сталей труб по API Spec 5D и замков по ГОСТ 27834–95 – в табл. 8.11.

Таблица 8.9

Механические свойства стали 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	470	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, кДж/м^2, не менее	690	690	690	690	690

Таблица 8.10

Технические характеристики бурильных труб с приваренными замками по ТУ 14-3-1571–88 (см. рис. 8.2, *в*–*д*)

Показатель	ПН-73×9,19	ПК-114×8,56	ПК-114×10,92	ПВ-89×9,35	ПК-127×9,19
Наружный диаметр трубы $D_{тр}$, мм +0,75 %	73	114,3	143,3	88,9	127
Толщина стенки S, мм – 12,5 %	9,19	8,56	10,92	9,35	9,19
Наружный диаметр высадки D_1, мм ±1 мм	81,8	119,1	119,1	91,0	130,2
Внутренний диаметр высадки d_1, мм ±1 мм	54,0(Д, Е)* 50,8(Л, М)	82,6(Д, Е) 76,2(Л, М)	76,2(Д, Е) 69,6(Л) 63,5(М)	44,4(Д, Е)	95,3(Д, Е) 88,9(Л) 82,6(М)
Длина трубы, м	5,9–6,3 8,0–8,6 11,9–2,5	8,0–8,6 11,9–12,5	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
Тип замка по ТУ 26-0604-01–88	ЗП-105-54 (Д, Е) ЗП-105-50 (Л, М)	ЗП-159-82 (Д, Е) ЗП-159-76 (Л, М)	ЗП-159-76 (Д, Е) ЗП-159-70 (Л) ЗП-159-63 (М)	ЗП-108-44 (Д, Е)	ЗП-162-96 (Д, Е) ЗП-162-89 (Л) ЗП165-82 (М)
Резьба замковая по ГОСТ Р 50864–96	3-86	3-122	3-122	3-86	3-133
Наружный диаметр замка D, мм	104,8	158,8	158,8	108,0	161,9
Длина цилиндрической части ниппеля $L_н$, мм +6,4 мм	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5
Длина цилиндрической части муфты $L_м$, мм +6,4 мм	229,6	255,0	255,0	242,3	255,0
Масса 1 м гладкой трубы, кг	14,48	22,31	27,84	18,34	26,71
Масса двух высадок, кг	1,09(Д, Е) 2,8(Л, М)	3,68(Д, Е) 3,95(Л, М)	3,90(Д, Е) 7,99(Л, М)	2,0	3,90(Д, Е) 7,63(Л, М)
Масса одного комплекта замка, кг	23,6(Д, Е) 24,7(Л, М)	56,0(Д, Е) 59,0(Л, М)	58,5(Д, Е) 62,7(Л) 65,6(М)	30,0	54,6(Д, Е) 55,4(Л) 63,6(М)

Продолжение табл. 8.10

Показатель	ПН-73×9,19	ПВ-89×9,35	ПК-114×8,56	ПК-114×10,92	ПК-127×9,19
Растягивающая нагрузка P, кН	698,9(Д)	885,3(Д)	1077,0(Д)	1344,0(Д)	1290,0(Д)
	953,3(Е)	1208,0(Е)	1470,0(Е)	1834,0(Е)	1759,0(Е)
	1206,0(Л)	1530,0(Л)	1762,0(Л)	2322,0(Л)	2227,0(Л)
	1332,0(М)	1691,0(М)	2058,0(М)	2568,0(М)	2464,0(М)
Изгибающий момент $M_и$, Н·м	9937(Д)	15980(Д)	26530(Д)	31770(Д)	35430(Д)
	13560(Е)	21800(Е)	36190(Е)	43340(Е)	48330(Е)
	17170(Л)	27600(Л)	45820(Л)	54880(Л)	61210(Л)
	19970(М)	30520(М)	50680(М)	60690(М)	67690(М)
Крутящий момент $M_{кр}$, Н·м	11480(Д)	18450(Д)	30630(Д)	36690(Д)	40910(Д)
	15650(Е)	25170(Е)	41790(Е)	50050(Е)	55810(Е)
	19820(Л)	31870(Л)	52920(Л)	63370(Л)	70670(Л)
	21900(М)	35250(М)	58520(М)	70080(М)	78160(М)
*Группа прочности стали.					

Таблица 8.11

Механические свойства стали бурильных труб и замков по API Spec 5D

Показатель	Марка труб заводская (по API Spec 5D)			Замок из стали марки 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, кДж/м^2, не менее	43	43	43	58,9

Таблица 8.12

Основные параметры стальных бурильных труб с увеличенной толщиной стенки (см. рис. 8.3)

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 (по ГОСТ Р 50864–90)
89	120,6	92,1	101,6	52,4	NC38 (3-102)
102	133,4	104,8	114,3	63,5	NC40 (3-108)
114	158,8	117,5	127,0	65,1	NC46 (3-122)
127	165,1	130,2	139,7	76,2	NC50 (3-133)
140	177,8	147,6	152,4	85,7	5 1/2 FH (3-147)
168	209,6	171,5	177,8	101,6	6 5/8 (3-171)

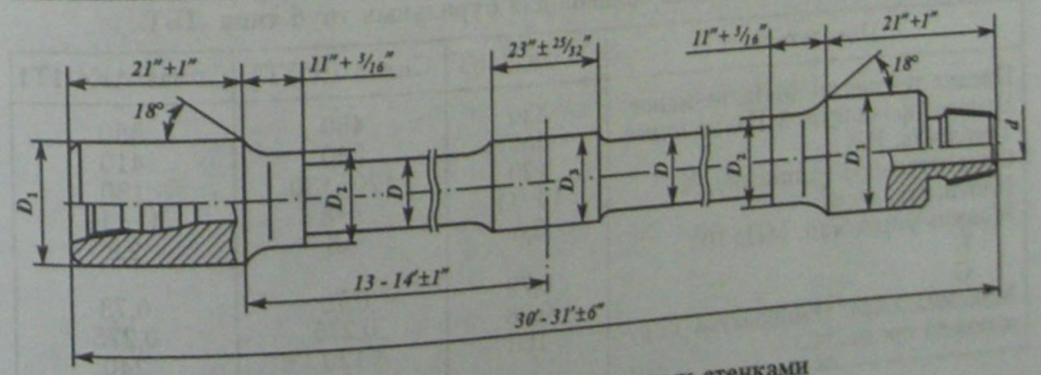


Рис. 8.3. Стальная бурильная труба с утолщенными стенками

Кроме того, выпускаются стальные трубы с утолщенными стенками (рис. 8.3), предназначенные для установки их между утяжеленными и обычными бурильными трубами. Основные параметры труб с увеличенной толщиной стенки приведены в табл. 8.12.

8.3. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ АЛЮМИНИЕВЫЕ

Отечественной промышленностью легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) изготовляются из алюминиевых сплавов типов Д16Т (наиболее распространенный), АК4-1Т1 (термостойкий) и 1953Т1 (высокопрочный коррозионно-стойкий). Физико-механические свойства перечисленных сплавов приведены в табл. 8.13.

Трубы бурильные алюминиевые сборной конструкции с концевыми утолщениями изготовляются пяти типов (рис. 8.4):

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 изготавляются 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.

Таблица 8.13

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

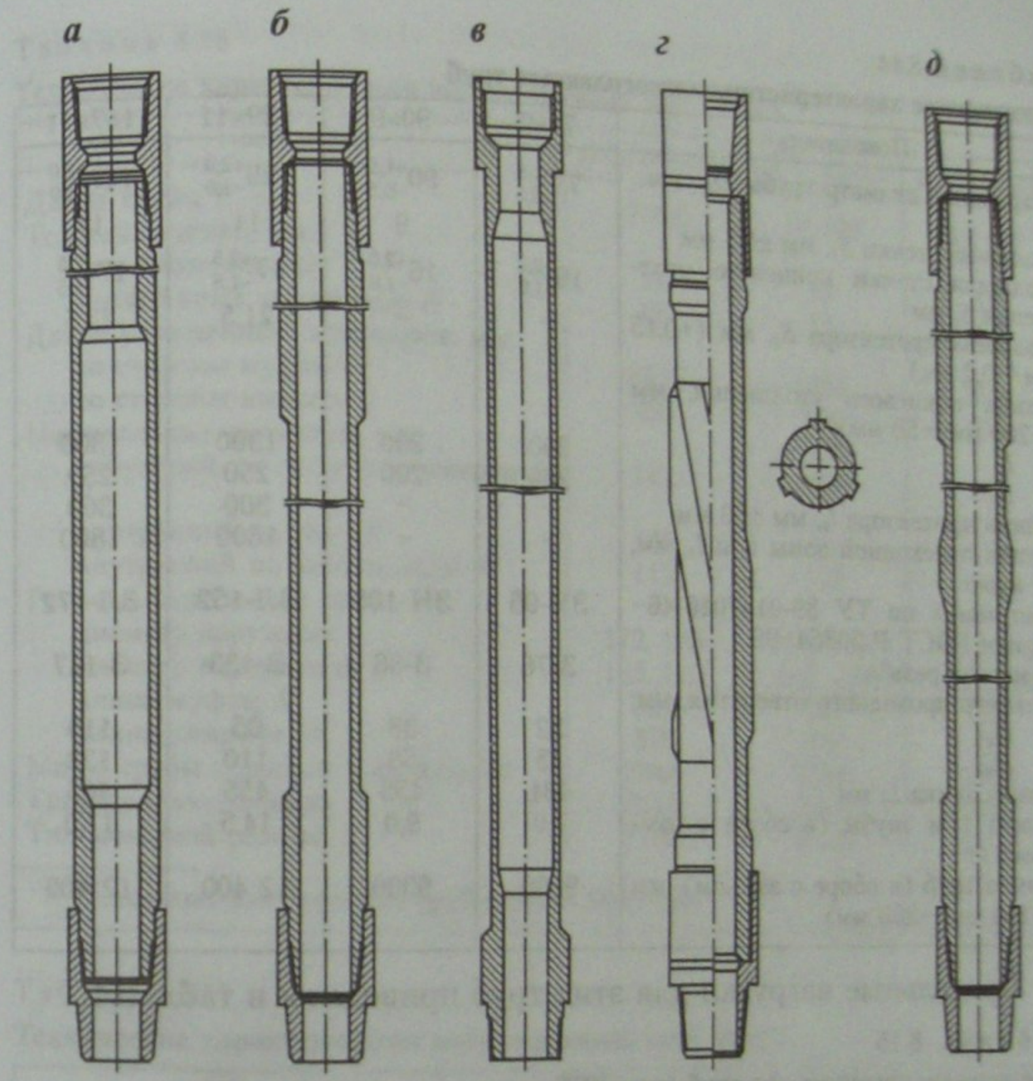


Рис. 8.4. Алюминиевые бурильные трубы:
а – типа ТБ; *б* – типа ТБН; *в* – типа ТБУП (утолщенные с протекторным утолщением); *г* – типа ТБУ (утолщенные со спиральными ребрами); *д* – типа АБТбзк

Основные технические характеристики наиболее распространенных труб и замков приведены в табл. 8.14.

Трубы бурильные алюминиевые беззамковой конструкции типа АБТбзк-108 (ТУ 1-2-365–81) имеют следующие геометрические параметры:.

Техническая характеристика труб АБТбзк-108

Наружный диаметр, мм	108
Диаметр проточки под элеватор, мм	89±0,5
Толщина стенки, мм	8±0,1
Диаметр проходного отверстия, мм	54
Длина проточки под элеватор, мм	440±2
Длина проточки, мм	110±2
Длина ниппеля, мм	200±1
Длина муфты, мм	260±1
Длина трубы, мм	8400
Масса трубы, кг	78

Таблица 8.14

Технические характеристики легкосплавных труб

Показатель	73×9	90×9	129×11	147×11
Наружный диаметр трубы $D_{тр}$, 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 мм	9	9	11	11
Толщина стенки концевого утолщения 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 мм/−0,2 мм)	–	–	21,5	23,5
Длина концевого утолщения, мм (+200 мм/−50 мм):				
l_1	200	200	1300	1300
l_2	200	200	250	250
Длина протектора $l_в$, мм ±50 мм	–	–	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 мм/−200 мм)	9300	9300	12 400	12 400

Предельные нагрузки для этих труб приведены в табл. 8.15.

Таблица 8.15

Предельные нагрузки для труб типа ЛБТ

Показатель	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 8.16

Технические характеристики высокопрочных труб типа 1

Показатель	ЛБТ147×11	ЛБТ147×13	ЛБТ147×15
Длина трубы L^*, мм	12 400	12 400	12 400
Толщина стенки, мм:			
основного тела G	11	13	15
утолщенных законцовок H	17	17	17
Длина утолщенных законцовок, мм:			
со стороны муфты l	1300	1300	1300
со стороны ниппеля J	250	250	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	172, 178	172, 178
диаметр внутренний D	105, 110	105, 110	105, 110
длина муфты K	320	320	320
длина ниппеля M	320	320	320
Масса трубы с замком в воздухе, кг	204,6	230,6	256,7
Тип бурильного замка	ЗЛК	ЗЛК	ЗЛК
Тип замковой резьбы	З-147	З-147	З-147

*Возможно изготовление труб длиной 9000 мм.

Таблица 8.17

Технические характеристики высокопрочных труб типа 2

Показатель	ЛБТ131×13	ЛБТ164×9	ЛБТ168×11
Длина трубы L, мм	9000	9000	9000
Толщина стенки, мм:			
основного тела G	13	9	11
утолщенных законцовок H	21	20	20
Длина утолщенных законцовок, мм:			
со стороны муфты l	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

Самарским МЗ созданы высокопрочные алюминиевые бурильные трубы сборной конструкции ЛБТ147×11 (стандарт ISO 15546) с протекторным утолщением с навинченными замками на трапецеидальной резьбе типа ТТ с коническим стабилизирующим пояском. Основные геометрические параметры такой трубы (см. рис. 8.4, *в*) приведены в табл. 8.16 (типа 1) и 8.17 (типа 2).

8.4. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ УТЯЖЕЛЕННЫЕ

Отечественной промышленностью изготовляются утяжеленные бурильные трубы следующих конструкций:

горячекатаные, гладкие по всей длине (ТУ 14-3-835–79) (рис. 8.5);

гладкие по всей длине, с просверленным отверстием и механической обработкой, сбалансированные (УБТС-2 по ТУ 51-744–77) (рис. 8.6);

термообработанные, по всей длине гладкие, со спиральными канавками и квадратного сечения (типов А, Б, Б/1, Л, Л/1, Е, ЕН, ЕН/1, ЕЛ и ЕЛ/1 по ТУ 26-12-775–90) (рис. 8.7–8.9);

гладкие по всей длине (ТУ для стальных УБТ и по специальным требованиям) из нержавеющей немагнитной стали литой и кованой.

Трубы бурильные утяжеленные горячекатаные (ТУ 14-3-385–79) (см. рис. 8.5) изготовляются из стали группы прочности Д со следующими механическими свойствами и параметрами.

Техническая характеристика УБТ по ТУ 14-3-385–79 из стали группы прочности 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

Трубы бурильные утяжеленные сбалансированные УБТС-2 (ТУ 51-774–77) изготовляются гладкими по всей длине со сверленым отверстием и механической обработкой, что обеспечивает необходимую балансировку (см. рис. 8.6). Трубы подвергаются термообработке по концам на длину 0,8–1,2 м. Для повышения усталостной прочности резьбовые соединения имеют зарезьбовые

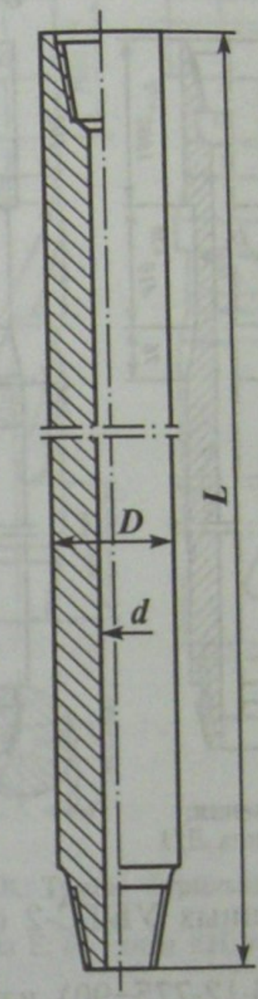


Рис. 8.5. Трубы бурильные утяжеленные горячекатаные, гладкие по всей длине

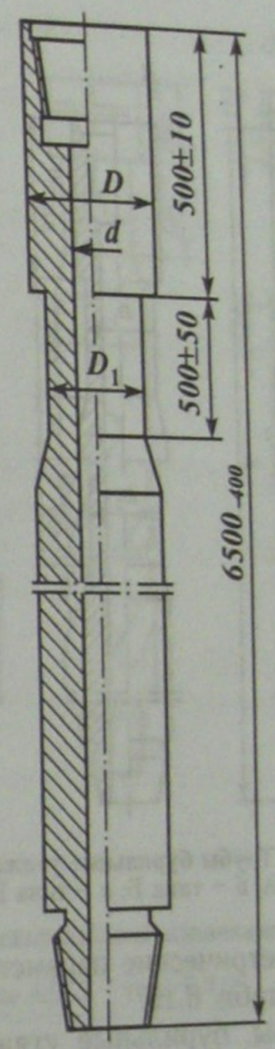


Рис. 8.6. Трубы бурильные утяжеленные сбалансированные типа УБТС с проточкой под элеватор

разгрузочные канавки (ЗРК) с радиусами галтельных переходов у ниппеля – 6 мм, у муфты – 8 мм. УБТС-2 изготовляются из легированных сталей с механическими свойствами, приведенными в табл. 8.18.

Таблица 8.18

Технические характеристики легированных сталей

Показатель	Марка стали	
	38ХН3МФА	40ХН2МА
Предел текучести $\sigma_т$, МПа	735	637
Относительное удлинение δ_5, %	10	10
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2	588	490
Твердость по Бринеллю, НВ, не менее	285–341	255

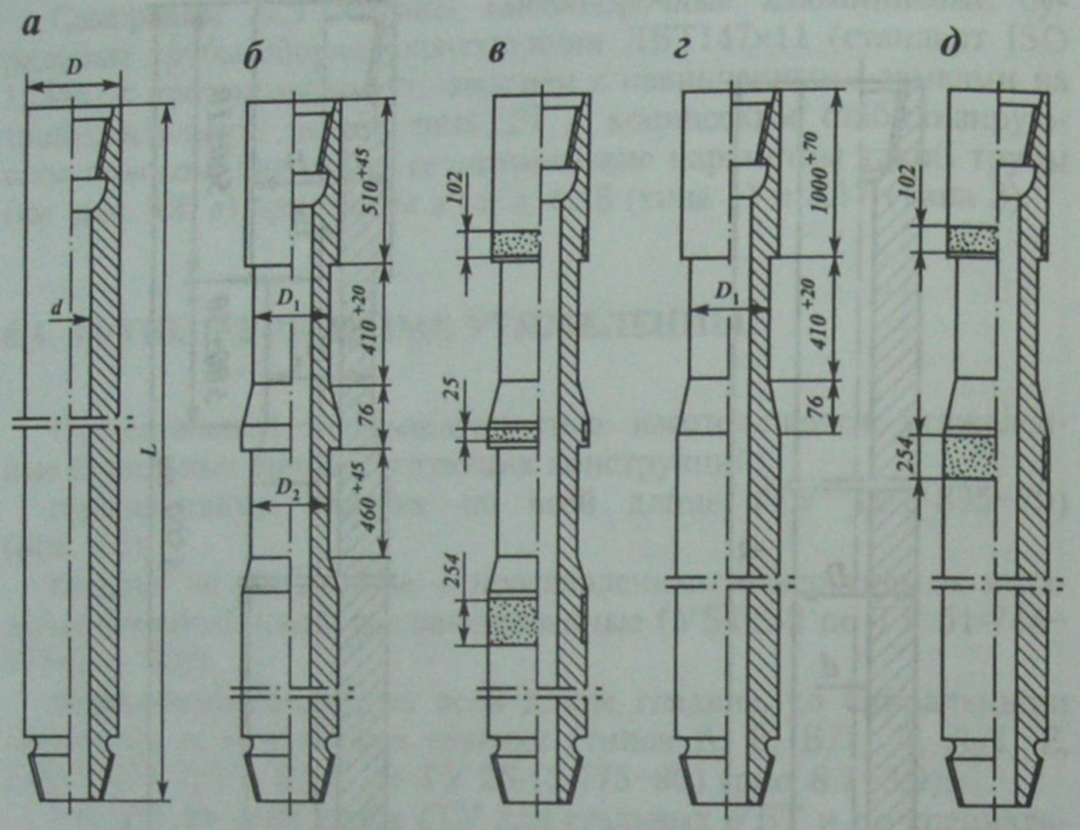


Рис. 8.7. Трубы бурильные утяжеленные круглого сечения:
а – типа А; *б* – типа Б; *в* – типа Б/1; *г* – типа Л; *д* – типа Л/1

Геометрические параметры сбалансированных УБТС-2 приведены в табл. 8.19.

Трубы, бурильные утяжеленные (ТУ 26-12-775–90) изготовляются в соответствии с нормами Spec 7 и др. API, термообработанные по всей длине, следующих типов:

Таблица 8.19

Технические характеристики сбалансированных УБТС-2 опытного завода ОАО НПО «Буровая техника» (см. рис. 8.6)

Тип	Наружный диаметр D, мм ±1 мм	Внутренний диаметр d, мм	Резьба	Диаметр проточки под элеватор D_1, 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

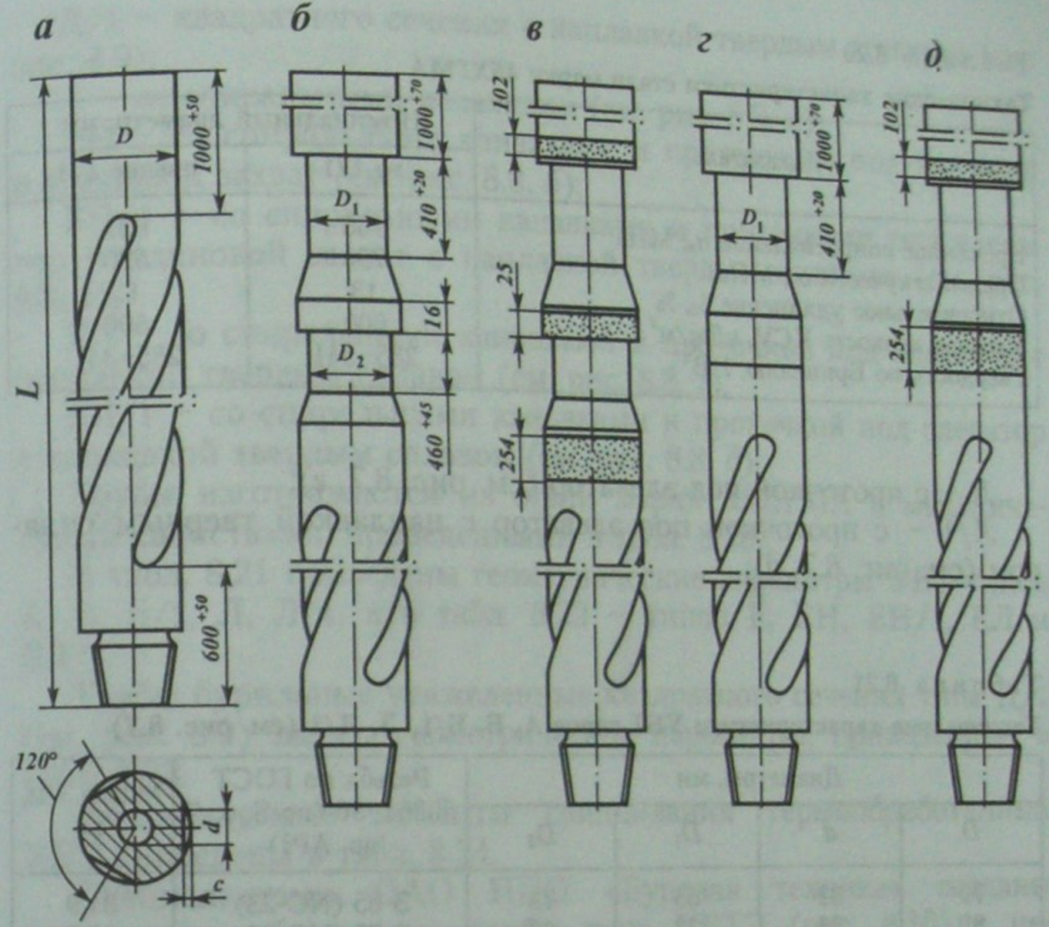


Рис. 8.8. Трубы бурильные утяжеленные со спиральными канавками (лысками):
а – типа Е; *б* – типа ЕН; *в* – типа ЕН/1; *г* – типа ЕЛ; *д* – типа ЕЛ/1

А – гладкие без проточек (см. рис. 8.7, *а*);

Б – с проточками под элеватор и клиновой захват (см. рис. 8.7, *б*);

Б/1 – с проточками под элеватор и клиновой захват с наплавкой твердым сплавом (см. рис. 8.7, *в*);

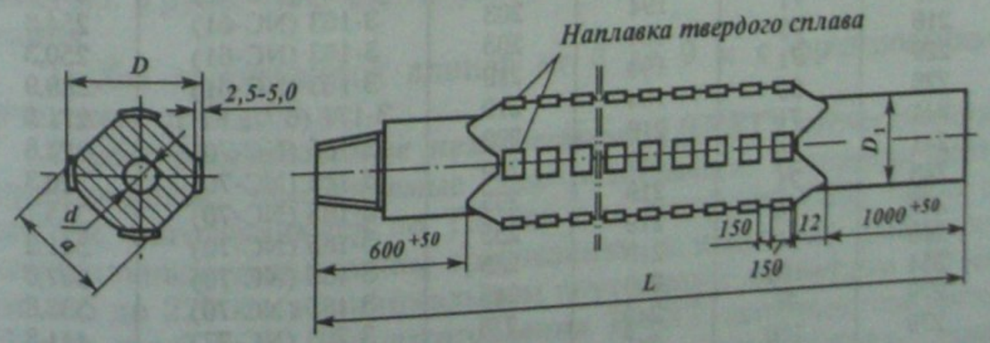


Рис. 8.9. Трубы бурильные утяжеленные квадратного сечения

Таблица 8.20

Технические характеристики стали марки 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_5, %	13	13
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2	600	600
Твердость по Бринеллю, НВ	285–341	285–341

Л – с проточкой под элеватор (см. рис. 8.7, *г*);

Л/1 – с проточкой под элеватор с наплавкой твердым сплавом (см. рис. 8.7, *д*);

Таблица 8.21

Технические характеристики УБТ типов А, Б, Б/1, Л, Л/1 (см. рис. 8.7)

Диаметры, мм				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
100	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 (6 $^5/_8$ 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

Д/1 – квадратного сечения с наплавкой твердым сплавом (см. рис. 8.9);

Е – со спиральными канавками (см. рис. 8.8, *а*);

ЕН – со спиральными канавками и проточками под элеватор и клиновой захват (см. рис. 8.8, *б*);

ЕН/1 – со спиральными канавками и проточками под элеватор и клиновой захват с наплавкой твердым сплавом (см. рис. 8.8, *в*);

ЕЛ – со спиральными канавками и проточкой под элеватор с наплавкой твердым сплавом (см. рис. 8.8, *г*).

ЕЛ/1 – со спиральными канавками и проточкой под элеватор с наплавкой твердым сплавом (см. рис. 8.8, *д*).

Трубы изготовляются из стали марки 45ХГМА с механическими свойствами, приведенными в табл. 8.20.

В табл. 8.21 приведены геометрические параметры УБТ типов А, Б, Б/1, Л, Л/1, а в табл. 8.22 – типов Е, ЕН, ЕН/1, ЕЛ и ЕЛ/1.

Трубы бурильные утяжеленные квадратного сечения типа Д/1 (см. рис. 8.9) имеют геометрические параметры, приведенные в табл. 8.23.

Рекомендуемые моменты свинчивания термообработанных УБТ приведены в табл. 8.24.

Специалистами ОАО НПО «Буровая техника» созданы утяжеленные бурильные трубы типа УБТЭ (рис. 8.10) с неравными главными осевыми 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 перемежающихся пластов с различными твердостью и буримостью. Трубы типа 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, изготовляются по ТУ как для стальных УБТ, так и по специальным техническим требованиям, с наружным диаметром от 105 до 229 мм и минимальным внутренним диаметром 60 мм. Длина труб 6 м. Для изготовления НУБТ используется литая (центробежным способом) и кованая немагнитная сталь

Таблица 8.22

Технические характеристики УБТ типов Е, ЕН, ЕН/1, ЕЛ и ЕЛ/1 (см. рис. 8.8)

Диаметры, мм				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-95 (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 (6 $^5/_8$ 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 c = 5,5÷12,0 мм.

Таблица 8.23

Технические характеристики УБТ квадратного сечения типа Д/1 (см. рис. 8.9)

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 $^5/_8$ FH)	385,0	295,3
392Д	392-4	312	100	З-185 (NC-70)	682,2	393,7
		248 (диаметр замковой части)				

Таблица 8.24

Рекомендуемые моменты свинчивания термообработанных УБТ

Наружный диаметр	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	51,60–73,70
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

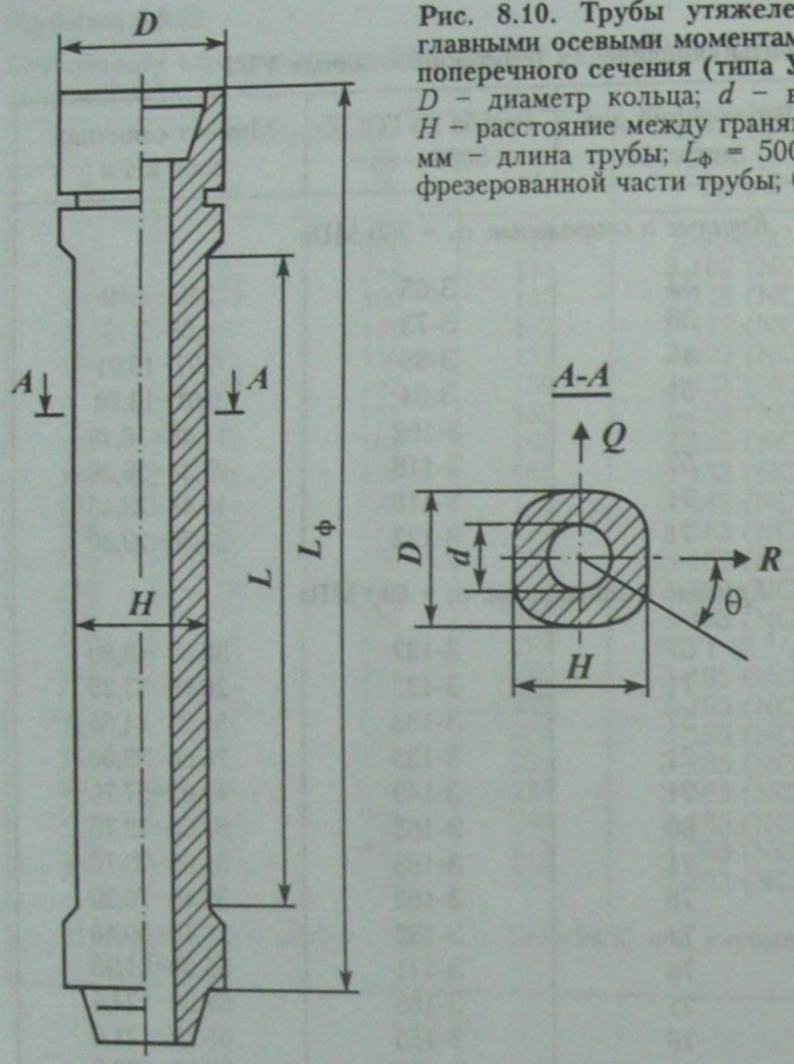


Рис. 8.10. Трубы утяжеленные с неравными главными осевыми моментами инерции площади поперечного сечения (типа УБТЭ):
D – диаметр кольца; d – внутренний диаметр; H – расстояние между гранями; L = 6000÷9000 мм – длина трубы; $L_ф$ = 5000÷8000 мм – длина фрезерованной части трубы; θ = 34 +35°

Таблица 8.25

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/м²	Нет данных	Нет данных
Твердость, НВ, не менее	185	270
Магнитные свойства		
Коэрцитивная сила, А/м	20±2 %	20±2 %
Индукция насыщения, Тл	0,0279±2 %	0,0279±2 %
Остаточная индукция, Тл	$4{,}13\cdot10^{-5}$±2 %	$4{,}13\cdot10^{-5}$±2 %
Максимальная магнитная проницаемость	1,04±5 %	1,04±5 %
Начальная магнитная проницаемость	1,03±5 %	1,03±5 %

марки 08Х18Н6АГ10С с механическими и магнитными свойствами, приведенными в табл. 8.25.

На нефтепромыслах Удмуртии успешно прошли испытания немагнитных труб с наружным диаметром 178 мм.

8.5. 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 проводить 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. 8.26.

Шаровой кран типа КШ (рис. 8.11) состоит из корпуса *17* (в котором размещены 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 четырех секторов *2*, устанавливаемых в расточку корпуса, кольца *16* и плоского пружинного упорного кольца *1*. 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. 8.12) 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.

Таблица 8.26

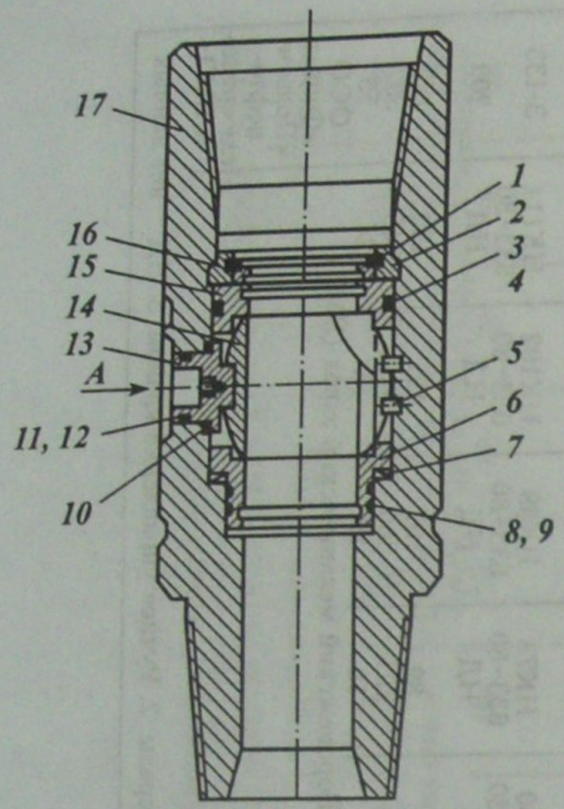
Технические характеристики шаровых кранов для бурильных и насосно-компрессорных труб

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 и CO_2 до 25 % каждого				
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»						Завод «Нефтемаш» и фирма «Эдери»		Завод «Нефтемаш»		

Продолжение табл. 8.26

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					
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»			Воронежский механический завод (ВМЗ)					ООО «Фирма «Подземнефтегазсервис» и ВМЗ

Примечания: 1. Любое направление движения потока рабочей среды. 2. Ручное управление краном. 3. НД – нет данных.



Вид А



Рис. 8.11. Схема шарового крана типа КШ:
1 – пружинное упорное кольцо; *2* – узел фиксации из четырех 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

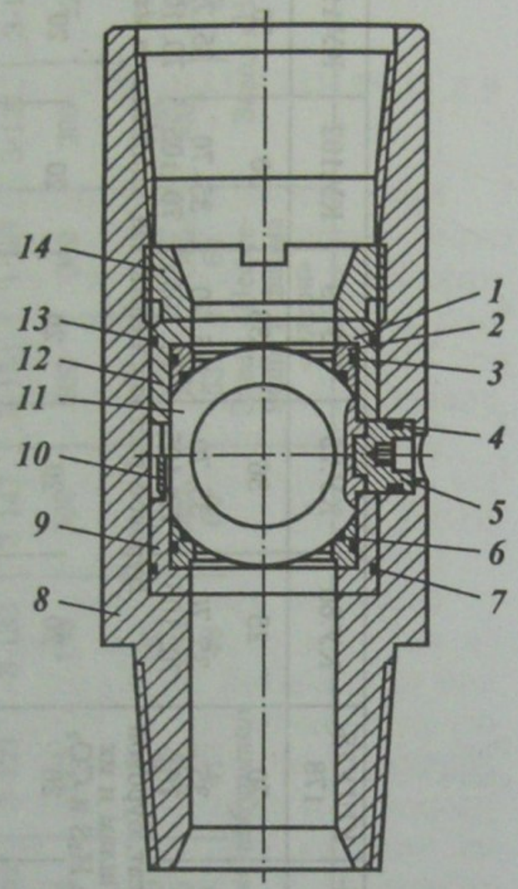


Рис. 8.12. Схема шарового крана типа КШЦ:
1 – пружина тарельчатая; *2, 7* – седло плавающее; *3, 4, 13* – кольца уплотнительные; *5* – узел управления шаром; *,6* – фторопластовое уплотнительное кольцо; *8* – корпус; *9, 12* – стакан; *10* – упор; *11* – шаровой запорный орган; *14* – гайка

Кран шаровой типа КУ (рис. 8.13) состоит из седла *1*, корпуса *2*, шарового затвора *3*, втулок *4* и *12*, опоры *5*, гайки *7*, разрезного кольца *8* стопорящего втулку *6*, уплотнительных колец *9*, *10*, *15*, *17* и *18*, пружины *11*, шпинделя *13* и манжет уплотнительных *14* и *16*.

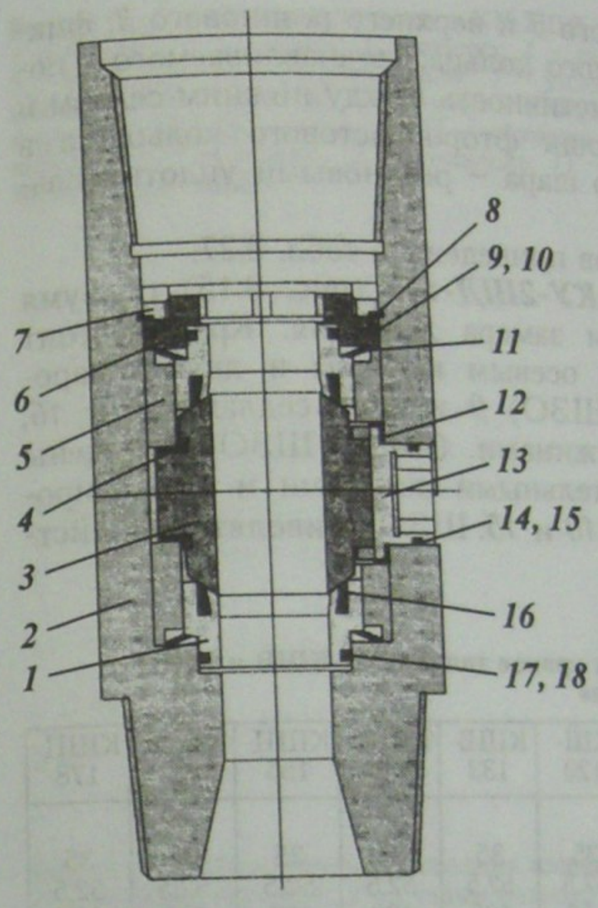


Рис. 8.13. Схема крана шарового устьевого типа КУ

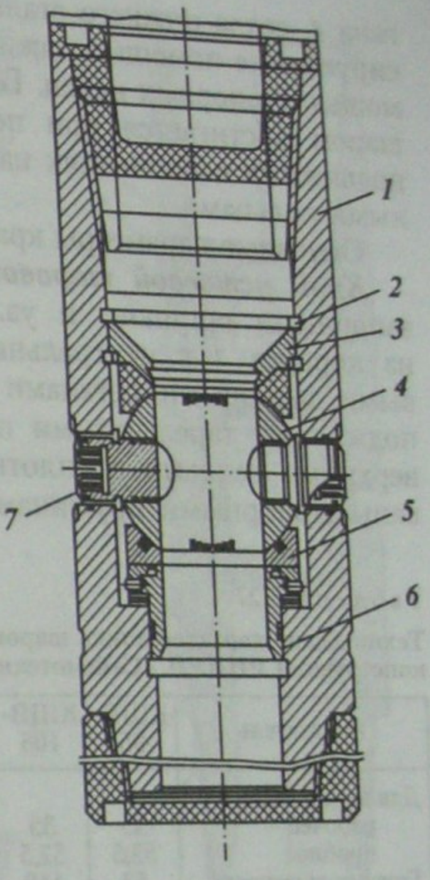


Рис. 8.14. Схема шарового крана КШВН-178, устанавливаемого под ведущей трубой для перекрытия колонны бурильных труб:
1 – корпус; *2* – пружина стопорная; *3* – верхнее седло с уплотнением; *4* – шаровой запорный орган; *5* – нижнее седло с уплотнением; *6* – опорная втулка; *7* – шпиндель

Корпус крана изготовлен из поковки высокой прочности. Шар изготовляется с высокой степенью чистоты обработки поверхности. Уплотнительные элементы седла выполнены из композитного материала, имеющего высокий предел прочности, твердости по Шарпи, и содержат 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.

Кран шаровой ведущей трубы нижний типов КШВ и КШВН (рис. 8.14) состоит из корпуса *1*, шарового запорного ор-

гана *4*, седла нижнего стального *5* и верхнего резинового *3*, 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. 8.27.

Кран устьевой шаровой КУ-2ШД-155 (рис. 8.15) 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 дейст-

Таблица 8.27

Технические характеристики шаровых кранов типов КШ, КШВ и КШЦ конструкции РНПУП «Сейсмотехника»

Показатель	КШВ-95	КШВ-108	КШ-120	КШВ-133	КШЦ-146	КШЦ-155	КШВ-162	КШЦ-178
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	800	800	800	800	800	800	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 p_{max}, 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)	33 (30)	500 (50)	500 (50)	500 (50)	500 (50)

Примечание. Рабочая среда – буровой раствор, нефть, газ, конденсат и их смеси.

Рис. 8.15. Схема 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

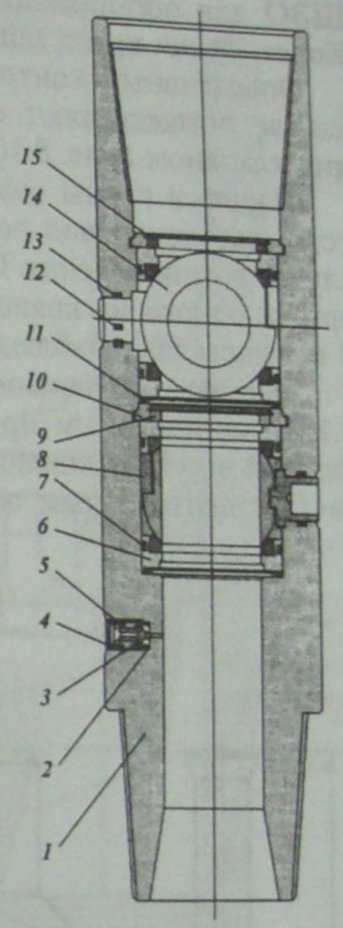
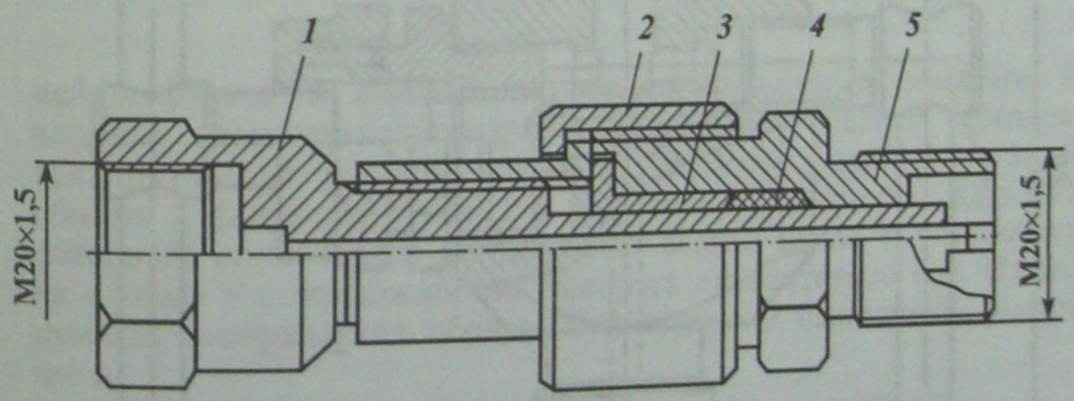


Рис. 8.16. Схема ключа управления клапаном:
1 – штуцер верхний; *2* – гайка накидная; *3* – втулка нажимная; *4* – набор уплотнительный; *5* – штуцер нижний



вие 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 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.

Оперативный контроль за избыточным давлением в трубном канале осуществляют с помощью специального ключа управления клапаном (рис. 8.16) и крана под манометр (рис. 8.17).

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.

Забойное противовыбросовое устройство УП-178 (рис. 8.18) с автономным приводом предназначено для размещения в нижней части бурильной колонны. Устройство состоит из корпуса *11* с центральным осевым каналом. Корпус выполнен с верх-

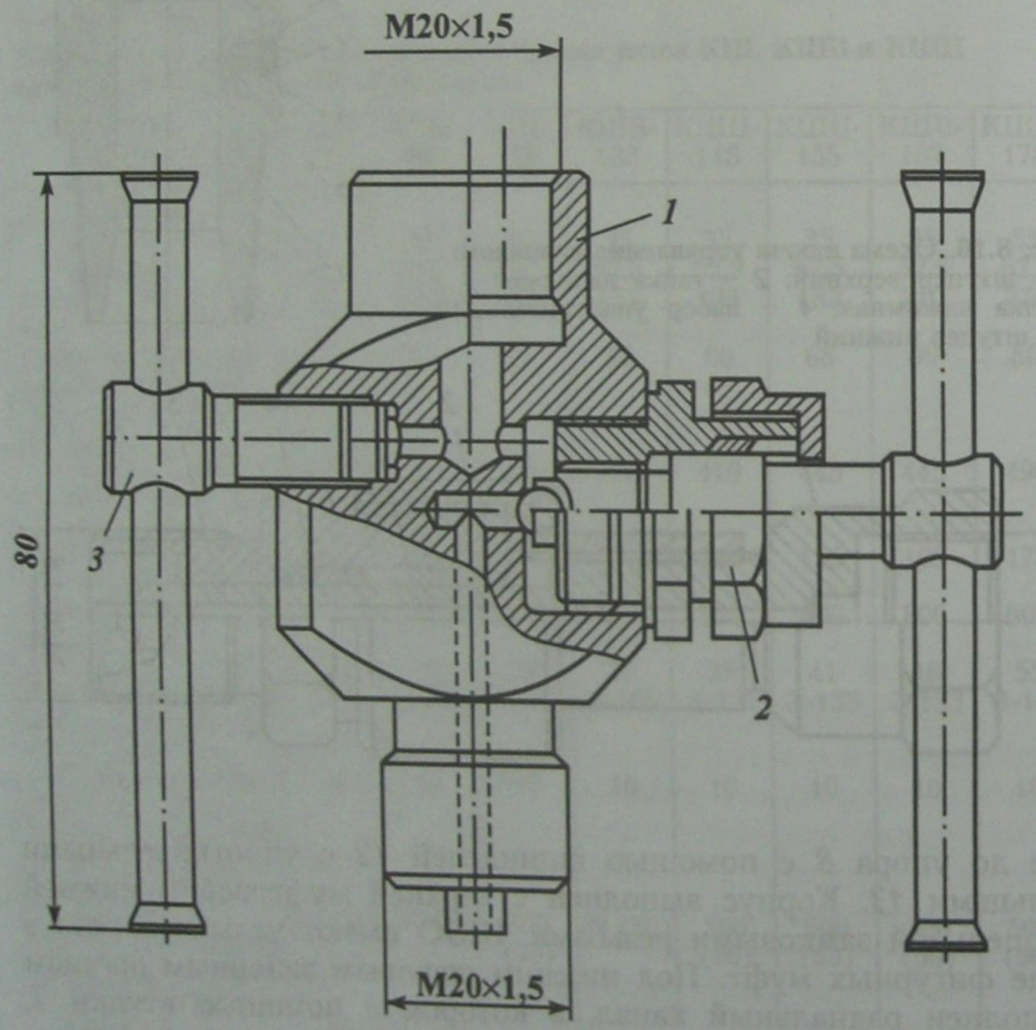
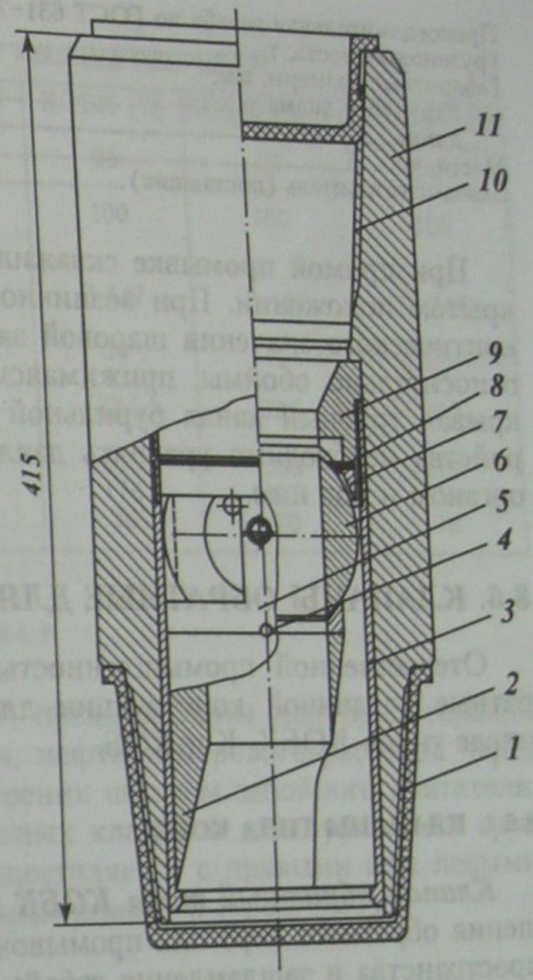


Рис. 8.17. Схема крана под манометр:
1 – корпус; *2* – клапан запорный; *3* – клапан разрядный

Рис. 8.18. Схема устройства противовыбросового для бурильных труб (клапан-отсекатель) 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



ней муфтовой и нижней ниппельной замковыми резьбами. В корпусе размещены цилиндрический стакан *3*, седло *9*, 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 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:	
наружный диаметр	178
длина	415
Масса, кг	40
Завод-изготовитель (поставщик)	ООО «Фирма «Подземнефтегазсервис»

При прямой промывке скважины устройство находится в открытом положении. При возникновении обратного потока сверх критического значения 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.

8.6. КЛАПАНЫ ОБРАТНЫЕ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Отечественной промышленностью выпускаются клапаны обратные различной конструкции для бурильных колонн, в том числе типов КОБК, К и КОБ.

8.6.1. КЛАПАНЫ 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.

Клапаны обратные КОБК-178ГМ и КОБК178У, осуществляя функции обычного клапана (типа КОБК), имеют конструктивные особенности и могут выполнять дополнительные функции. Так, клапан КОБК-178ГМ (глубинный) устанавливается над турбобуром и имеет устройство фиксации, позволяющее проводить спуск колонны с «прикрытым» клапаном, обеспечивая самозаполнение колонны. При включении бурового насоса клапан открывается полностью и далее работает как обычный клапан типа КОБК. Клапан КОБК-178У (устьевой) устанавливается под квадратной штангой, имеет мощную запирающую пружину (давление открытия 0,3 МПа) и предотвращает разлив бурового раствора из ведущей трубы.

Технические параметры обратных клапанов типа КОБК приведены в табл. 8.28.

Таблица 8.28

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, мм:				
длина	500	555	580	500
наружный диаметр	162	178	178	178
Масса, кг, не более	50	70	70	70

8.6.2. 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. 8.29).

Таблица 8.29

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		наружный диаметр	длина	
КОБ-Т80-3-66	60	–	З-66	80	240	8
КОБ-Т95-3-76	73	–	З-76	95	260	9
КОБ-Т108-3-88	89	73	З-88	108	270	12
КОБ-Т120-3-102	–	89	З-102	120	290	25
КОБ-Т133-3-108	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 З-147, ниппельная З-171	195	370	55
КОБ-195	168	–		195	370	55

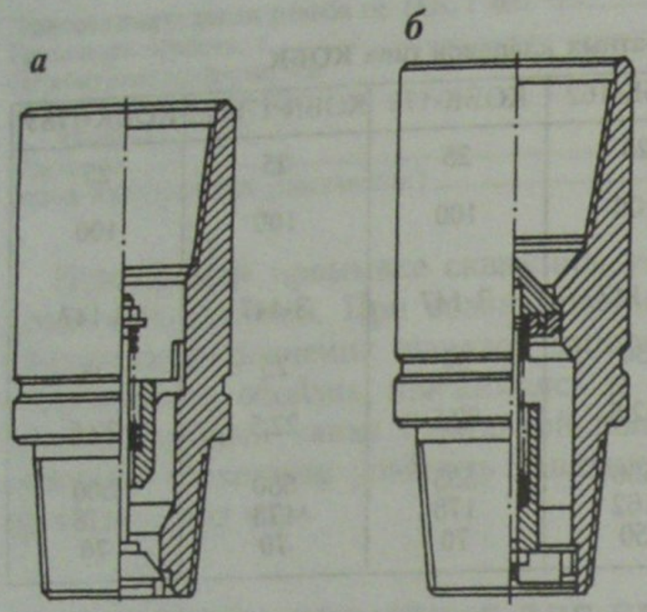


Рис. 8.19. Схема клапана обратных для бурильных труб:
а – тарельчатый типа КОБ-Т; *б* – конусный с резиновым уплотнителем типа КОБ

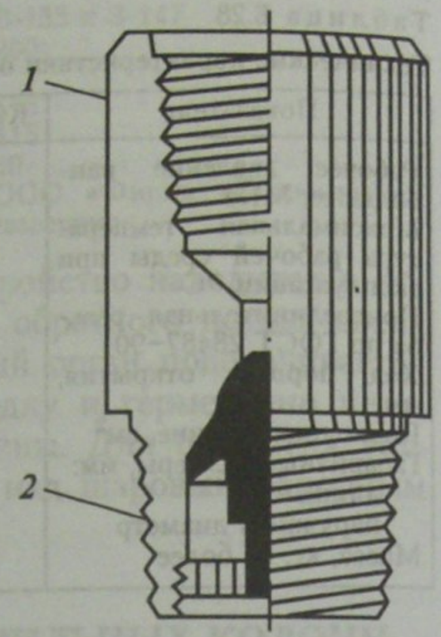


Рис. 8.20. Схема клапанов обратных (К-195, КОБ-195) для бурильных труб конструкции НПП «Азимут»

Клапан типа КОБ-Т (рис. 8.19, *а*) состоит из корпуса с муфтовой (сверху) и ниппельной (снизу) замковыми присоединительными резьбами и металлического тарельчатого клапана с пружиной, установленной сверху на пальце и удерживаемой в сжатом положении гайкой.

Клапан типа КОБ (рис. 8.19, *б*) состоит из корпуса с муфтовой и ниппельной замковыми присоединительными резьбами, конусного запорного узла с резиновыми уплотнениями и пружинного устройства, установленного снизу.

Клапаны К-195 и КОБ-195 (рис. 8.20) состоят из корпуса *1* и запорного элемента *2*, выполнены в виде переходного переводника, не содержат пружины, отличаются простотой и надежностью. Рабочее давление, выдерживаемое при запирании, для клапанов тарельчатого типа диаметром 80–133 мм составляет 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, изготовляется из хромоникелевой стали марки 40ХН по ГОСТ 4543–71 или марки 40ХМФА по ГОСТ 27834–95 с механическими характеристиками (после термообработки), аналогичными переводникам для бурильных труб.

9 БУРОВЫЕ РОТОРЫ

Буровой ротор предназначен для выполнения следующих функций;

вращение (вертикально перемещаемой) бурильной колонны в процессе проходки скважины роторным способом;

восприятие реактивного крутящего момента и обеспечение продольной подачи бурильной колонны при использовании забойных двигателей;

удержание бурильной или обсадной колонны труб над устьем скважины при наращивании и спускоподъемных операциях;

проворачивание инструмента при аварийных работах, встречающихся в процессах бурения и крепления скважины.

9.1. КОНСТРУКЦИИ БУРОВЫХ РОТОРОВ

В буровых установках для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения используют роторы, неподвижно устанавливаемые над устьем скважины. Ротор типовой конструкции (рис. 9.1) состоит из станины *9* и стола *2*, приводимого во вращение от быстроходного вала *7* с помощью конических шестерни *10* и колеса *6*. Межосевой угол передачи составляет 90°.

Станину ротора в большинстве случаев выполняют литой из конструкционных нелегированных сталей. Форма и ее геометрические размеры определяются конструктивными, эксплуатационными, технологическими и эстетическими требованиями. В станине имеются горизонтальная и вертикальная расточки для размещения быстроходного вала и стола ротора.

Стол *2* ротора представляет собой полую стальную отливку с наружным диском, прикрывающим вертикальную расточку станины. В верхней части он имеет квадратное углубление для разъемного вкладыша (втулки) *4*. В свою очередь, вкладыши имеют квадратное углубление для зажима *5*, переходящее в конус. При бурении во вкладыши вставляют квадратные либо ро-

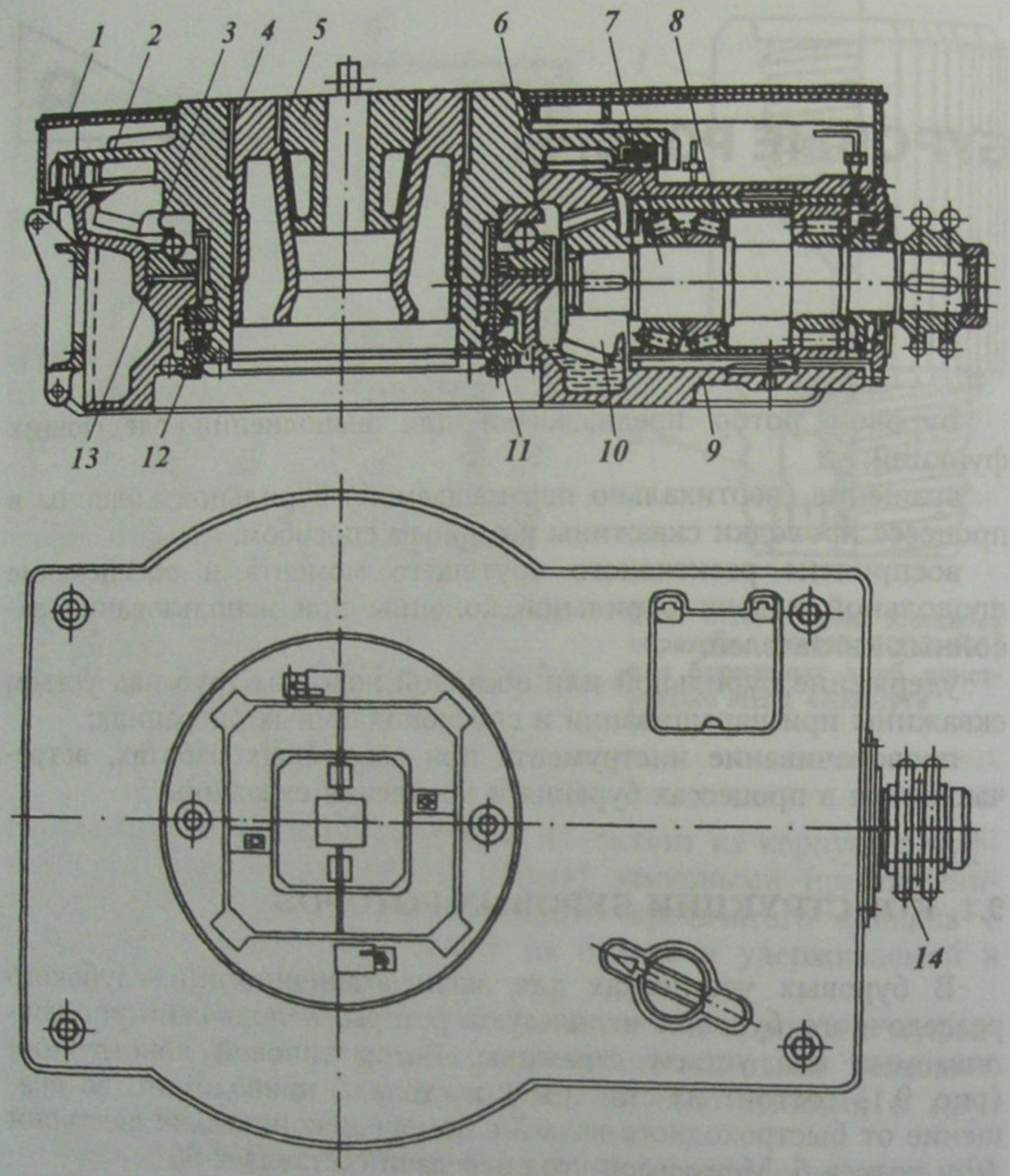


Рис. 9.1. Буровой ротор УР-560

ликовые зажимы ведущей трубы, а при спускоподъемных операциях – клинья, удерживающие колонну труб над ротором. Разъемная конструкция вкладышей и зажимов обеспечивает их установку в ротор в тех случаях, когда его отверстие занято трубой. Втулки и зажимы удерживаются в роторе с помощью поворотных защелок. Между зажимом и ведущей трубой возникает трение скольжения, вызывающее изнашивание поверхностей их контакта. При использовании роликовых зажимов ведущая труба

перекатывается по роликам, установленным на подшипниках качения, и благодаря этому ее износ снижается.

Стол ротора с напрессованным коническим колесом устанавливают в вертикальной расточке станины на основной *3* и вспомогательной *12* опорах. В качестве опор используют упорно-радиальные шариковые подшипники, которые вследствие зеркального расположения и осевой затяжки способны воспринимать двусторонние осевые нагрузки.

На основную опору действуют собственный вес стола ротора и колонны труб, удерживаемый им при спускоподъемных операциях. В процессе бурения скважины бурильная колонна подвешивается к вертлюгу, и на основную опору действуют собственный вес стола и силы трения, возникающие в результате скольжения ведущей трубы относительно зажимов *5* ротора. Подшипники и стол ротора вращаются при роторном бурении и остаются в основном неподвижными при спускоподъемных операциях и бурении забойными двигателями, если не учитывать их вращения при периодическом проворачивании бурильной колонны.

На вспомогательную опору действуют усилие от предварительного осевого натяга подшипника и случайные нагрузки от трения и ударов, возникающие при подъеме труб, долота и другого инструмента в результате их раскачивания и смещения относительно оси стола ротора. Для нормальной работы ротора важное значение имеет предварительный осевой натяг вспомогательного подшипника. Правильно выбранный натяг обеспечивает плотное прилегание шариков к беговым дорожкам, уменьшает износ поверхностей качения, повышает долговечность и нагружаемость подшипников, предупреждает вращение шариков под действием гироскопических моментов и благодаря этому снижает коэффициент трения.

Чрезмерный натяг столь же опасен, как и недостаточный, так как вызывает защемление шариков, перегрузку поверхностей качения и повышенное тепловыделение. Натяг подшипника основной опоры создается собственным весом стола ротора, а его осевое положение регулируется стальными прокладками *13*, установленными под нижним кольцом основной опоры. Осевой натяг вспомогательного подшипника регулируется прокладками, которые устанавливают между нижним торцом стола ротора и фланцем *11*, соединяемыми болтами.

Вследствие неизбежной несоосности центрирующих поверхностей стола и станины ротора шарики могут сместиться от оси симметрии беговых дорожек, и в результате этого нарушится правильная работа подшипников. Для устранения несоосности центрируют одно кольцо подшипника, а другое свободно пере-

мещается по радиусу. Под действием нагрузки свободное кольцо самоцентрируется относительно шариков, и благодаря этому обеспечивается равномерное нагружение шариков, способствующее увеличению долговечности подшипника. Обычно свободное кольцо подшипника устанавливают в станине ротора.

Упорно-радиальные шариковые подшипники выбирают по диаметру проходного отверстия стола ротора. Нагрузочная способность подшипников заданного диаметра и типа зависит от их серии. В основной опоре ствола ротора используют подшипники с шариками диаметром 63,5–101,6 мм, а во вспомогательной опоре – подшипники более легких серий с шариками диаметром 38,1–47,6 мм. Конические роликоподшипники, обладающие по сравнению с шариковыми более высокой несущей способностью, в опорах стола ротора используют редко. Это обусловлено сравнительно высокой стоимостью и повышенной чувствительностью к перекосам, вызывающим резкое снижение срока их службы. Относительное положение основной и вспомогательной опор ротора может быть иным. Например, в роторе УР-760 вспомогательная опора устанавливается над основной.

Быстроходный вал с конической шестерней, закрепленной шпонкой, монтируют в стакане *8* и в собранном виде устанавливают в горизонтальную расточку станины. Стакан предохраняет станину от вмятин, образующихся при установке подшипников и их проворачивании под нагрузкой. Консольное расположение шестерни на быстроходном валу удобно для компоновки и сборки ротора. Однако при этом возрастают требования к жесткости вала, так как вследствие его деформации нарушается равномерное распределение контактных давлений в зацеплении шестерни и колеса, что приводит к снижению их долговечности.

С этих позиций шестерню лучше располагать между двумя опорами. Однако, учитывая удобство монтажа и ремонта, быстроходные валы во всех конструкциях роторов изготовляют с консольным расположением шестерни. При этом снижается изгибающий момент, так как шестерня максимально приближена к опоре вала. На наружном конце быстроходного вала установлена цепная звездочка *14* либо карданная муфта. Для безопасности и удобства обслуживания ротор закрывают крышкой *1*.

При бурении с использованием забойных двигателей стол ротора стопорится и благодаря этому предотвращается вращение бурильной колонны под действием реактивного крутящего момента. Стопорение осуществляется фиксатором, который входит в радиальные пазы диска стола ротора.

В роторе, изображенном на рис. 9.2, на быстроходном валу установлено колесо *14* с пазами для зацепления со стопором *13*,

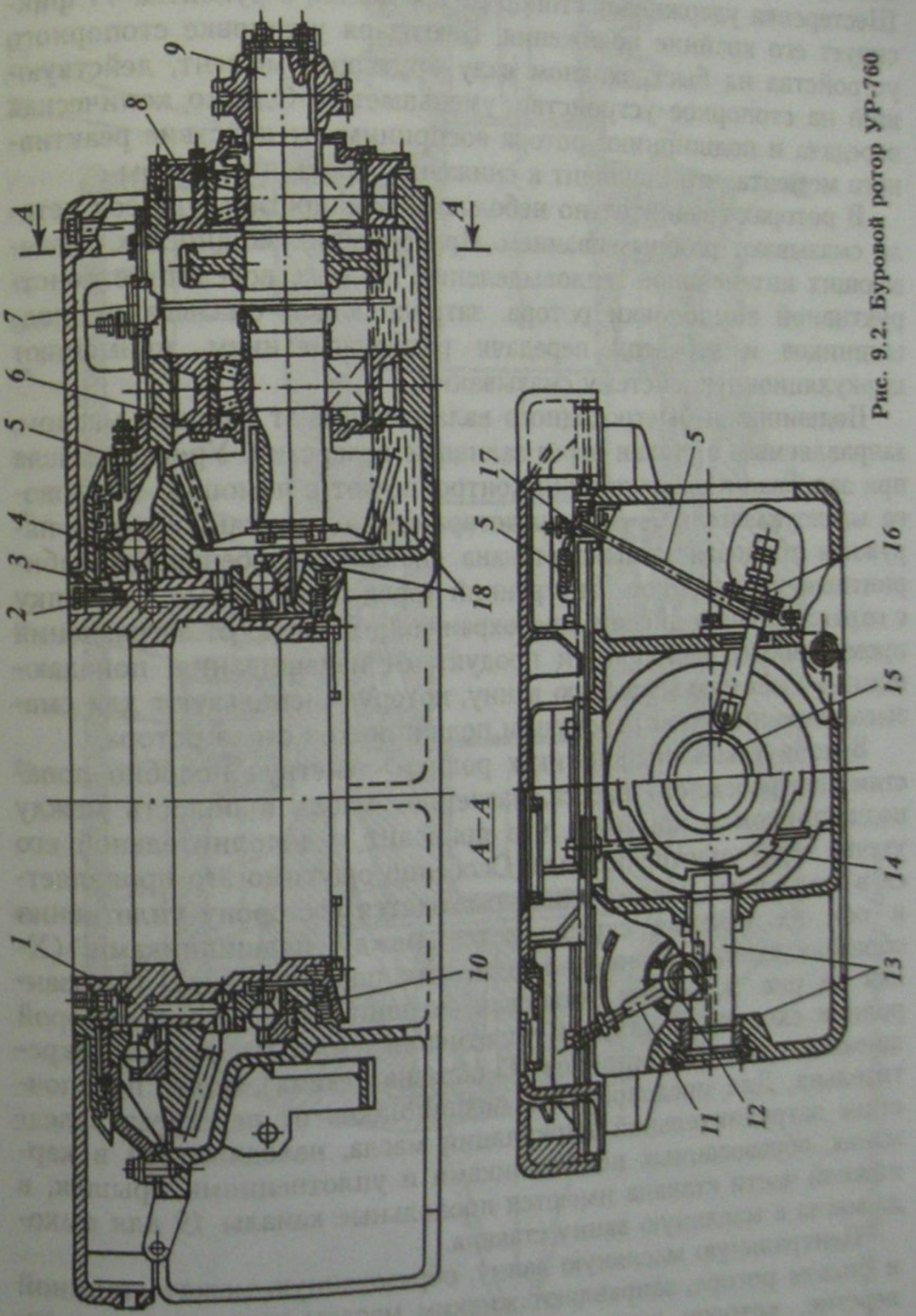


Рис. 9.2. Буровой ротор УР-760

передвигающимся в направляющих втулках станины посредством рукоятки *11*. Последняя соединяется с валиком *12*, имеющим шестеренку, которая входит в зацепление с зубьями стопора. Шестеренка удерживает стопор от вращения, а рукоятка *11* фиксирует его крайние положения. Благодаря установке стопорного устройства на быстроходном валу крутящий момент, действующий на стопорное устройство, уменьшается. Однако коническая передача и подшипники ротора воспринимают действие реактивного момента, что приводит к снижению срока их службы.

В роторах сравнительно небольшой мощности трущиеся детали смазывают разбрызгиванием. При больших мощностях, вызывающих интенсивное тепловыделение, а также вследствие конструктивной компоновки ротора, затрудняющей смазывание подшипников и зубчатой передачи разбрызгиванием, применяют циркуляционную систему смазывания.

Подшипники быстроходного вала смазывают жидким маслом, заправляемым в стакан через заливные отверстия. Уровень масла при заправке и эксплуатации контролируют с помощью жезлового маслоуказателя *7*. Для предотвращения вытекания масла наружная торцовая крышка стакана снабжена гребенчатым лабиринтным уплотнением. Внутренний торец стакана имеет крышку с отражательным диском, предохраняющим масло от загрязнения промывочным раствором и продуктами изнашивания, попадающими в смёжную масляную ванну, которую используют для смазывания конической передачи и подшипников стола ротора.

В конических подшипниках ролики, действуя подобно лопастям центробежного насоса, нагнетают масло в полость между подшипником и крышкой, что приводит к дополнительной его утечке через уплотнение вала. Особенно ощутимо это проявляется в том случае, когда ролики расходятся в сторону уплотнения и оси их качения скрещиваются между подшипниками (Х-образная схема установки конических подшипников). Показанная на рис. 9.3 схема установки подшипников *5*, при которой ролики сходятся в сторону уплотнения и оси их качения скрещиваются вне подшипников (О-образная схема), более предпочтительна. Для предохранения подшипников от перегрева вследствие затруднительной циркуляции масла, находящегося в карманах, образованных подшипниками и уплотнениями крышек, в нижней части стакана имеются продольные каналы *19* для выхода масла в масляную ванну стакана.

Центральную масляную ванну, образованную между станиной и столом ротора, заправляют жидким маслом через заливное отверстие, которое закрывают пробкой с жезловым указателем уровня масла. Для предохранения центральной масляной ванны

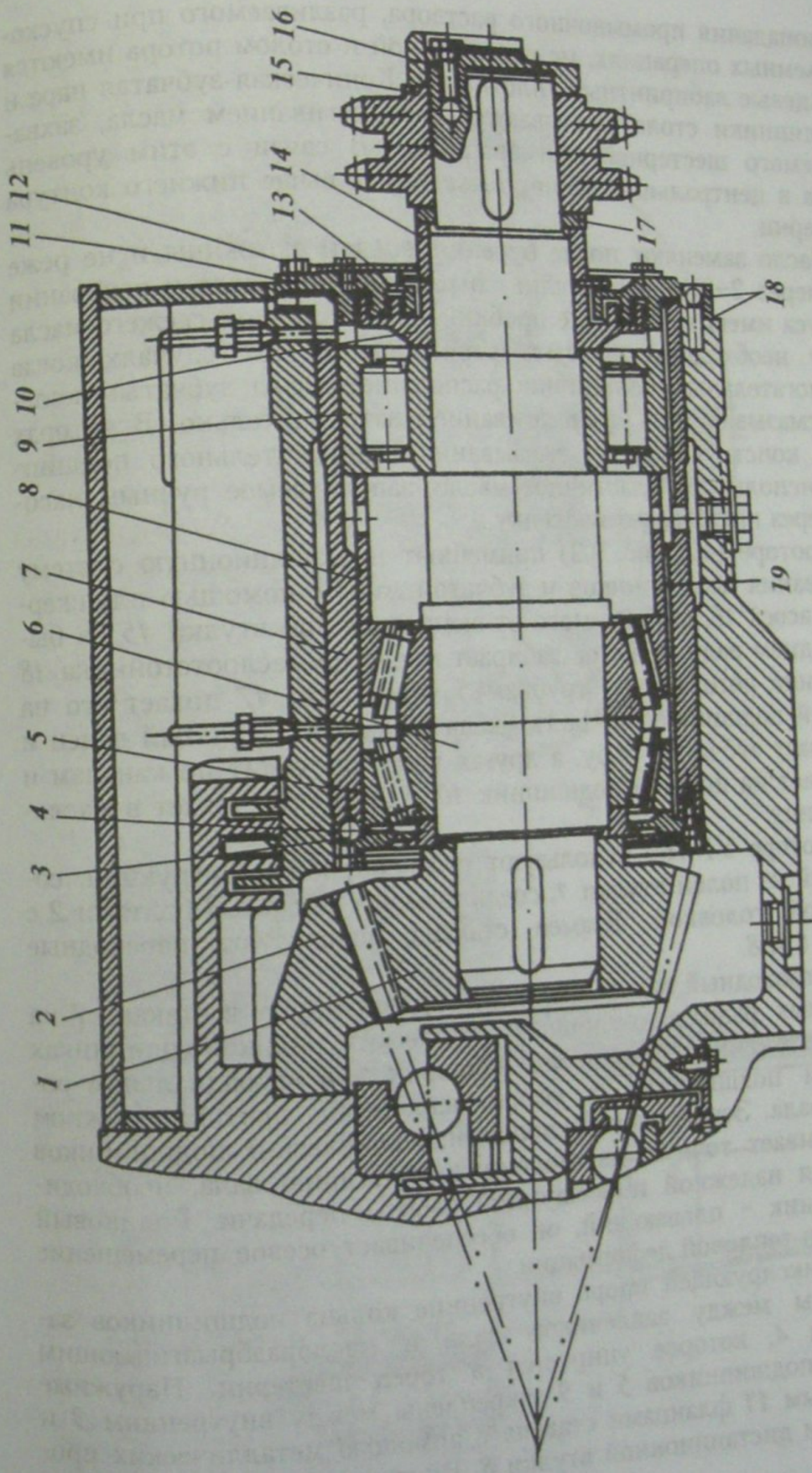


Рис. 9.3. Быстроходный вал ротора в сборе

от попадания промывочного раствора, разливаемого при спускоподъемных операциях, между станиной и столом ротора имеются кольцевые лабиринтные уплотнения. Коническая зубчатая пара и подшипники стола смазываются разбрызгиванием масла, захватываемого шестерней при вращении. В связи с этим уровень масла в центральной ванне должен быть выше нижнего контура шестерни.

Масло заменяют после бурения каждой скважины и не реже чем через 2–3 мес. Для слива отработанного масла в основании корпуса имеются сливные пробки. Перед заливкой свежего масла ванну необходимо промыть керосином. В тех случаях когда вспомогательный подшипник располагается над зубчатым колесом, смазывать его разбрызгиванием затруднительно. В роторах такой конструкции для смазывания вспомогательного подшипника используют пластичное масло, заправляемое ручным насосом через пружинную масленку.

В роторе (см. рис. 9.2) применяют циркуляционную систему смазывания подшипников и зубчатой пары с помощью плунжерного насоса *16*, приводимого от эксцентричной втулки *15* на быстроходном валу *9*. Насос забирает масло из маслоотстойника *18* в станине ротора и по трубкам *5* через кран *17* подает его на верхний подшипник *4*. Часть масла стекает на зубчатый венец и смазывает зубчатую пару, а другая часть проходит по каналам и поступает на нижний подшипник *10*, с которого стекает в масляную ванну.

В роторе УР-760 используют стол сборной конструкции, состоящий из полой втулки *1*, соединяемой с диском *3* болтами *2* с потайной головкой. Взамен стакана используют переходные гильзы *6* и *8*.

Быстроходный вал *6* (см. рис. 9.3) монтируют в стакане *7* на спаренных радиально-упорных конических роликоподшипниках *5*, расположенных со стороны шестерни *1*, и на радиальном роликовом подшипнике *9*, установленном на противоположном конце вала. Зеркальное расположение конических подшипников обеспечивает точную двустороннюю фиксацию вала, необходимую для надежной и бесшумной работы передачи. Роликовый подшипник – плавающий, он обеспечивает осевое перемещение вала при тепловой деформации.

В фиксирующей опоре внутренние кольца подшипников закреплены между заплечиком вала и маслоразбрызгивающим кольцом *4*, которое упирается в торец шестерни. Наружные кольца подшипников *5* и *9* закреплены между внутренним *3* и наружным *11* фланцами стакана с помощью металлических прокладок и дистанционной втулки *8*. Внутреннее кольцо роликово-

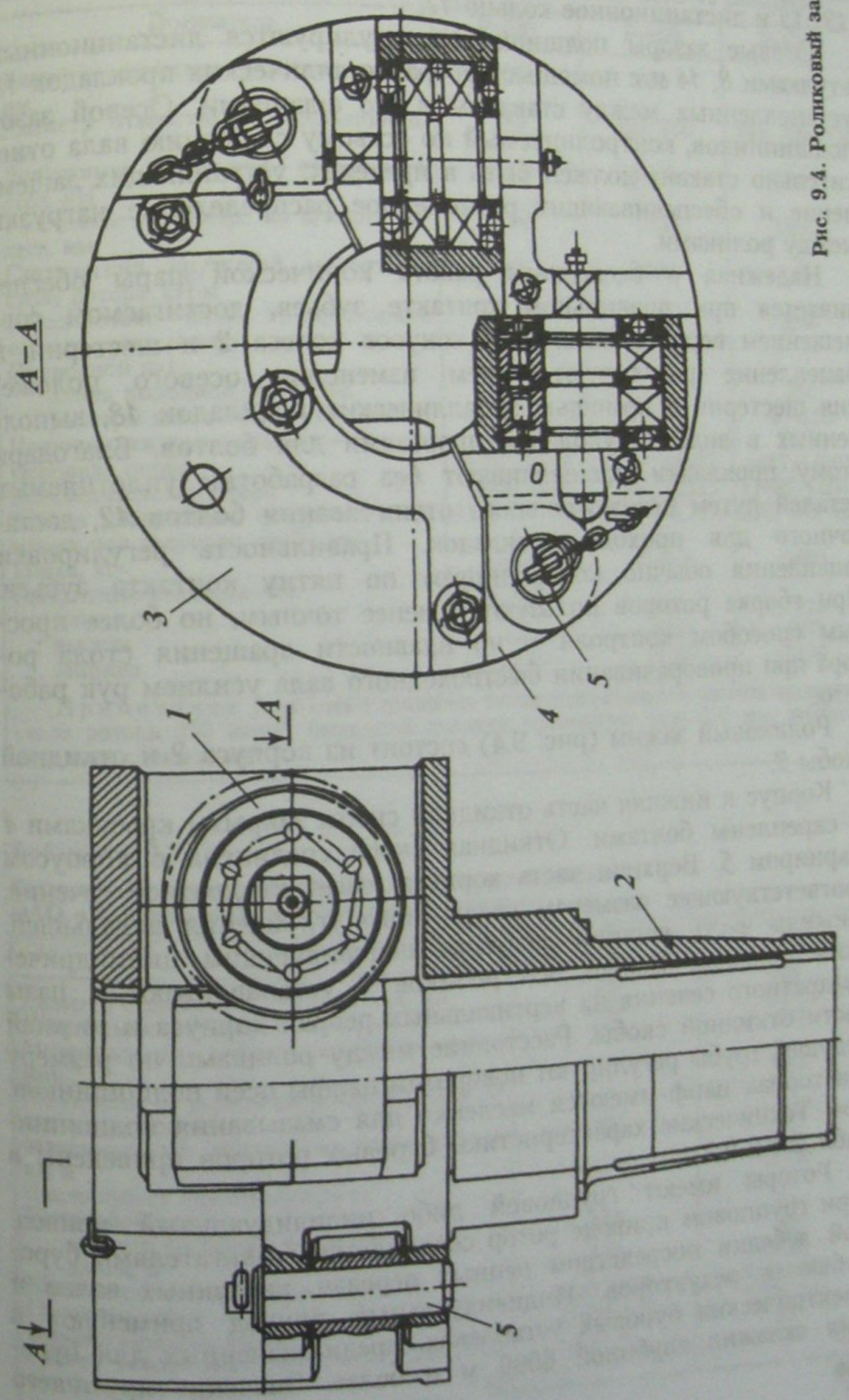


Рис. 9.4. Роликовый зажим

го подшипника крепится между заплечиком вала и кольцом *10*, затянутым торцовым фланцем *16* через промежуточные детали *13–15* и дистанционное кольцо *17*.

Осевые зазоры подшипников регулируются дистанционным втулками *8*, *14* и с помощью набора металлических прокладок *18*, установленных между стаканом и его фланцами. Осевой зазор подшипников, контролируемый по осевому смещению вала относительно стакана должен быть в пределах, устраняющих защемление и обеспечивающих равномерное распределение нагрузки между роликами.

Надежная и бесшумная работа конической пары обеспечивается при правильном контакте зубьев, достигаемом совмещением вершин начальных конусов колеса *2* и шестерни *1*. Зацепление регулируют путем изменения осевого положения шестерни с помощью металлических прокладок *18*, выполненных в виде полуколец с прорезями для болтов. Благодаря этому прокладки устанавливают без разработки уплотняемых деталей путем незначительного отвинчивания болтов *12*, достаточного для прохода прокладок. Правильность регулировки зацепления обычно контролируют по пятну контакта зубьев. При сборке роторов пользуются менее точным, но более простым способом контроля – по плавности вращения стола ротора при проворачивании быстроходного вала усилием рук рабочего.

Роликовый зажим (рис. 9.4) состоит из корпуса *2* и откидной скобы *3*.

Корпус и нижняя часть откидной скобы закрыты крышками *4* и скреплены болтами. Откидная скоба соединена с корпусом шарниром *5*. Верхняя часть корпуса имеет квадратное сечение, соответствующее размерам квадратного углубления вкладышей. Нижняя часть корпуса снабжена центрирующим цилиндрическим пояском. Цапфы оси роликов *1* устанавливают в пазы квадратного сечения на вертикальных ребрах корпуса и нижней части откидной скобы. Расстояние между роликами по размеру ведущей трубы регулируют поворотом цапфы осей подшипников. На торцах цапф имеются масленки для смазывания подшипников. Технические характеристики буровых роторов приведены в табл. 9.1 и 9.2.

Роторы имеют групповой либо индивидуальный привод. При групповом приводе ротор соединяется с двигателями буровой лебедки посредством цепных передач, карданных валов и зубчатых редукторов. Индивидуальный привод применяют в электрических буровых установках, предназначенных для бурения скважин глубиной 6000 м и более. Значение крутящего

Таблица 9.1

Технические характеристики роторов буровых установок ОАО «Уралмаш»

Показатель	Р-700	Р-950	Р-1260
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700	950	1260
Диаметр отверстия с переводником, мм	560	560; 700	560; 700; 950
Допустимая статическая нагрузка на стол, кН	5000	6300	8000
Расстояние от центра до цепного колеса, мм	1353	1353	1651
Статический крутящий момент на столе ротора, кН·м	80	120	180
Передаточное число от приводного вала до стола ротора	3,61	3,81	3,96
Приводной вал:			
длина выходной части, мм	165	165	250
размеры шпоночного паза, мм	40×148	40×148	40×153
Подшипники приводного вала	7538	7538	3634
Основная опора	1687/770Х	1687/1060Х	1687/1400Х
Вспомогательная опора	1688/700Х	1688/1060Х	11689/1400Х
Размер квадратного отверстия в зажимах под ведущую трубу, мм	120; 145; 160	120; 145; 160	120; 145; 160
Масса, кг	4760	7000	9460
Габаритные размеры, мм:			
длина	2270	2425	2910
высота	680	750	800
ширина	1545	1850	2230

Примечание. Для всех указанных типов максимальная частота вращения стола ротора 350 мин$^{-1}$, выходной диаметр приводного вала 150 мм, зубчатая передача клиническая.

Таблица 9.2

Технические характеристики роторов буровых установок ОАО «Волгоградский завод буровой техники»

Показатель	Р-560	Р-360
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	560	360
Допустимая статическая нагрузка, кН	2500	1250
Максимальная частота вращения стола, мин$^{-1}$	250	200
Расстояние от середины цепного колеса до центра ротора, мм	–	900
Максимальный момент на столе ротора, кН·м	35	12,3
Число зубьев шестерни/колеса	19/58	17/56
Приводной вал:		92
диаметр выходной части, мм	150	165
длина, м	140	3620
Подшипники приводного вала	3624	9168/288
Основная опора	91682/670	7168/284
Вспомогательная опора	31688/630	83
Размер квадратного отверстия в зажимах под ведущую трубу, мм	4; 5; 6*	

Продолжение табл. 9.2

Показатель	Р-560	Р-360
Масса, кг	4075	1530
Габаритные размеры, мм:		
длина	2209	1393
ширина	1350	924
высота	1350	560

Примечание. Для роторов указанных типов зубчатая передача – коническая с круговым зубом.

*Размер в дюймах.

момента, передаваемого ротором, контролируется датчиками, установленными на приводном валу либо в силовых передачах ротора.

9.2. ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ РОТОРОВ

Параметры ротора определяют исходя из конструкции скважины, компоновки бурильной колонны и требований, предъявляемых технологиями бурения и крепления скважин.

Диаметр проходного отверстия в столе ротора должен быть достаточным для спуска долот и обсадных труб, используемых при бурении и креплении скважины. Для этого необходимо, чтобы диаметр проходного отверстия D в столе ротора был больше диаметра долота при бурении скважины под направление $D_{д.н}$:

$$D = D_{д.н} + \delta,$$

где $\delta = 30 \div 50$ мм – диаметральный зазор, необходимый для свободного прохода долота.

Диаметр долот зависит от конструкции скважин. В глубоких скважинах диаметр направления обычно достаточно большой, возрастает вследствие увеличения числа промежуточных колонн. Ниже приведены наиболее распространенные диаметры направлений и долот для бурения скважины под направление:

Глубина скважины, мм	<3000	3000–5000	5000–8000
Диаметр направления, мм	325–426	426–525	525–580
Диаметр долота, мм	394–540	490–640	590–705

Из приведенных данных следует, что диаметры направлений и соответствующих им долот для рассматриваемых глубин скважин ограничиваются определенными пределами. Благодаря этому в буровых установках смежных по глубине бурения классов

можно использовать роторы, имеющие одинаковый диаметр проходного отверстия, и сократить соответственно их номенклатуру. Роторы, применяемые для бурения скважин на море, имеют более широкое проходное отверстие, выбираемое по диаметру водоотделяющей колонны, связывающей подводное устьевое оборудование с буровым судном. Проходное отверстие вкладышей стола ротора должно быть достаточным для прохода бурильной колонны при спускоподъемных операциях. Исходя из наибольших диаметров (203 мм) бурильных замков (ЗШ-203) и утяжеленных бурильных труб, отверстие вкладышей стола роторов всех типоразмеров принято равным 225 мм.

Допустимая статическая нагрузка на стол ротора должна быть достаточной для удержания в неподвижном состоянии наиболее тяжелой обсадной колонны, применяемой в заданном диапазоне глубин бурения. В большинстве случаев более тяжелыми оказываются промежуточные обсадные колонны, вес которых для некоторых конструкций скважины приближается к значению допустимой нагрузки на крюке буровой установки. В связи с этим паспортное значение допустимой статической нагрузки на стол ротора обычно совпадает с допустимой нагрузкой на крюке, принятой для буровых установок соответствующего класса.

Наряду с этим допустимая статическая нагрузка P не должна превышать статической грузоподъемности подшипника основной опоры стола ротора C_o:

$$G_{max} \le P \le C_o,$$

где G_{max} – сила тяжести наиболее тяжелой колонны обсадных труб, применяемой в заданном диапазоне глубин бурения.

Подшипники, применяемые в основной опоре стола буровых роторов, как указывалось ранее, подбирают по диаметру проходного отверстия (табл. 9.3). Так, упорно-радиальные шариковые подшипники, выбранные по диаметру проходного отверстия стола ротора, обеспечивают более чем 1,5-кратный запас по отношению к допустимой статической нагрузке на стол ротора.

Частоту вращения стола ротора выбирают в соответствии с требованиями, предъявляемыми технологией бурения скважин. Наибольшая частота вращения стола ротора ограничивается критической частотой вращения буровых долот $n_{max} \le 250$ мин$^{-1}$.

Опыт бурения скважин роторным способом показывает, что при дальнейшем увеличении частоты вращения ухудшаются показатели работы долот. Наряду с этим следует учитывать, что с ростом частоты вращения увеличиваются центробежные силы, вызывающие продольный изгиб бурильной колонны, вследствие

Таблица 9.3

Основные размеры и ориентировочные расчетные параметры упорно-радиальных шарикоподшипников

Тип ротора	Допустимая статическая нагрузка на стол ротора P, кН	Условное обозначение подшипника	Размеры подшипника, мм			Шарики		Грузоподъемность, кН		Запас грузоподъемности C_o/P
			внутренний диаметр d	наружный диаметр D	высота H	диаметр $D_ш$	число z	статическая C_o	динамическая C	
УР-550	3200	91682/750Х	750	1000	150	76,2	29	84 200	10 300	2,63
УР-760	4000	1687/770Х	770	1000	150	76,2	31	90 000	10 600	2,25
УР-950	6300	1687/1060	1060	1280	150	63,5	48	96 700	9800	1,53
УР-1260	8000	1687/1400	1400	1630	150	63,5	62	125 000	10 900	1,56

которого происходят усталостные разрушения в ее резьбовых соединениях и искривление ствола скважины.

Бурение глубокозалегающих абразивных и весьма твердых пород, забуривание и калибровку ствола скважин проводят при частоте вращения до 50 мин$^{-1}$. Для периодического проворачивания бурильной колонны в целях устранения прихватов при бурении забойными двигателями, а также для вращения ловильного инструмента при авариях в скважине требуется дальнейшее снижение частоты вращения стола ротора до 15 мин$^{-1}$. С учетом этих требований наименьшая частота вращения стола ротора $n_{min} = 15$ мин$^{-1}$.

Отношение предельных значений частоты вращения определяет диапазон ее регулирования $R_n = n_{max}/n_{min}$.

На скоростную характеристику ротора существенно влияет тип используемого привода. Предпочтительным является электропривод постоянного тока, обеспечивающий бесступенчатое изменение частоты вращения стола ротора в необходимом диапазоне регулирования. При дизельном приводе и электроприводе переменного тока используют механические передачи, осуществляющие ступенчатое регулирование частоты вращения стола ротора. Число скоростей ротора должно быть достаточным для удовлетворения требований бурения. Однако при групповом приводе с буровой лебедкой ротор обычно имеет три-четыре скорости. В этом случае пользуются сменными цепными звездочками, с помощью которых число скоростей ротора может увеличиваться согласно зависимости

$$z = z_л^m,$$

где z – число скоростей ротора; $z_л$ – число скоростей, передаваемых от буровой лебедки; m – число сменных цепных звездочек на приводном валу ротора.

В целях более полного удовлетворения требований бурения диапазон регулирования частоты вращения стола ротора делят на средний и крайние интервалы. В среднем, сравнительно узком интервале частота вращения ротора изменяется согласно геометрическому ряду чисел, знаменатель которого меньше, чем у крайних интервалов диапазона регулирования. Благодаря этому в среднем интервале уменьшается разность между смежными частотами вращения стола ротора, что позволяет точнее согласовывать частоту вращения долота с требованиями бурения.

Для обратного вращения (реверса) достаточно одной или двух передач, обеспечивающих вращения стола с частотой 15–50 мин$^{-1}$, необходимой для работы с трубами и ловильным инструментом,

имеющими левую резьбу. При электрическом приводе вследствие реверсирования двигателей ротор имеет одинаковые частоты при прямом и обратном вращении.

В процессе проектирования привода ротора, и особенно группового привода буровой лебедки и ротора, возможны отклонения окончательно принятых значений частоты вращения стола ротора от расчетных, обусловленные конструктивными соображениями. Следует также отметить, что при дизель-гидравлическом приводе благодаря турботрансформатору частота вращения ротора изменяется по непрерывно-ступенчатой кривой.

Мощность ротора N должна быть достаточной для вращения бурильной колонны, долота и разрушения забоя скважины:

$$N = (N_{х.в} + N_д)/\eta,$$

где $N_{х.в}$ – мощность на холостое вращение бурильной колонны; $N_д$ – мощность на вращение долота и разбуривание забоя; η – КПД, учитывающий потери в трущихся деталях ротора.

Мощность на холостое вращение бурильной колонны (момент, передаваемый долоту, равен нулю) расходуется на преодоление сопротивления вращению, возникающего в системе бурильная колонна – скважина. Сопротивление вращению зависит от длины и диаметра бурильной колонны, плотности промывочной жидкости в скважине, трения труб о стенки скважины. Сопротивление вращению изменяется в зависимости от кривизны и состояния стенок скважины, пространственной формы бурильной колонны, вибрации, вызванной трением и центробежными силами.

С увеличением частоты вращения мощность на холостое вращение бурильной колонны возрастает в степенной зависимости. Наряду с этим на мощность холостого вращения бурильной колонны влияет ряд случайных и трудно учитываемых факторов, возникающих при бурении скважины (крутильные колебания, обвал стенок скважины, образование каверн, искривление ствола скважины, изменение пространственной формы бурильной колонны и др.).

Сложность процессов взаимодействия вращающейся колонны и скважины затрудняет вывод аналитических зависимостей для определения мощности, расходуемой на холостое вращение бурильной колонны, поэтому в практических расчетах пользуются эмпирическими формулами.

Расчеты показывают, что на каждые 1000 м бурильной колонны расход мощности на холостое вращение $N_{х.в}$ (частота вращения 100 мин$^{-1}$, плотность раствора 1,2 г/см^3, угол искривления 3–5°) в зависимости от диаметра труб следующий:

Диаметр труб, мм	114	127	141	168
Мощность $N_{х.в}$, кВт	8,8	10,9	13,6	19,1

Мощность, расходуемая на вращение долота и разрушение забоя скважины, можно приближенно оценить по формуле

$$N_д = \mu_0 PnR_{ср},$$

где μ_0 – коэффициент сопротивления долота; P – осевая нагрузка на долото, кН; n – частота вращения долота, с$^{-1}$; $R_{ср}$ – средний радиус долота, м.

Рекомендуют следующие коэффициенты сопротивления долота для алмазного $\mu_0 = 0{,}2 \div 0{,}4$; твердосплавного и режущего типа $\mu_0 = 0{,}4 \div 0{,}8$; для шарошечного $\mu_0 = 0{,}2 \div 0{,}4$.

Средний радиус долота $R_{ср} = D_д/3$, где $D_д$ – диаметр долота.

В процессе бурения скважины происходит непрерывно-ступенчатое изменение потребляемой ротором мощности. Это обусловлено последовательным увеличением длины бурильной колонны, ступенчатым уменьшением диаметра используемых долот, а также изменением режимов бурения по мере углубления скважины. В теоретических расчетах, выполняемых при выборе мощности ротора, так же, как и при расчете бурильной колонны на прочность, осевая нагрузка на долото, частота его вращения и плотность промывочной жидкости, характеризующие режим бурения, принимаются неизменными для каждого размера долот, используемых при бурении скважины заданной конструкции. Расчетные значения указанных параметров бурения выбирают на основе эмпирических зависимостей и опытных данных, полученных при бурении скважин аналогичных конструкций.

В предварительных расчетах частоту вращения стола ротора в зависимости от текущей L и конечной $L_к$ глубины бурения вычисляют по эмпирической зависимости, принятой Уралмашзаводом:

$$n = 200 - 150\frac{L}{L_к}.$$

Плотность промывочной жидкости, учитываемая при расчете мощности, которая расходуется на холостое вращение бурильной колонны, рассчитывают по формуле, полученной Уралмашзаводом на основе статистических данных:

$$\rho = 0{,}21\, g\, L + 1{,}25.$$

На основе указанных зависимостей определяют мощности, необходимые для бурения скважины под направление, кондуктор, промежуточные и эксплуатационные колонны. По наиболь-

Таблица 9.4

Технические характеристики роторов (ГОСТ 16293–82)

Показатель	Р-460	Р-560	Р-700	Р-950	Р-1260
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	460	560	700	950	1260
Допустимая статическая нагрузка на стол ротора, кН	2000	3200	4000	6300	8000
Мощность ротора, кВт	180	370	440	500	540
Максимальный крутящий момент, кН·м, не более	30	50	80	120	180
Базовое расстояние, мм	1353	1353	1353	1353	1651
Условная глубина бурения, м	1600	1600–4000	3200–6500	6500–10 000	8000–12 500

Примечание. Для всех типоразмеров частота вращения стола ротора не более 250 мин $^{-1}$; проходной диаметр втулки ротора 225 мм.

шему полученному значению выбирают расчетную мощность ротора.

Максимальный вращающий момент M_{max} (в кН·м) определяют по мощности и минимальной частоте вращения стола ротора:

$$M_{max} = N\eta/n_{min},$$

где N – мощность ротора, кВт; η – КПД ротора; n_{min} – минимальная частота вращения, мин$^{-1}$.

Максимальный вращающий момент ограничивается прочностью бурильной колонны и деталей, передающих вращение столу ротора.

Базовое расстояние, измеряемое от оси ротора до первого ряда зубьев цепной звездочки на быстроходном валу ротора, используют при проектировании цепной передачи, передающей вращение от лебедки ротору.

В табл. 9.4 приведены технические характеристики роторов, используемых при бурении скважин.

10 ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

10.1. ТУРБОБУРЫ

В турбинном бурении коэффициент передачи мощности от источника энергии к долоту значительно выше, чем в роторном.

Современный турбобур должен обеспечивать:

достаточный крутящий момент при удельных расходах жидкости не более 0,07 л/с на см^2 площади забоя;

устойчивую работу при частотах вращения менее 7 с$^{-1}$ для шарошечных и 7–10 с$^{-1}$ для алмазных долот;

максимально возможный КПД;

срабатывание перепада давления на долоте не менее 7 МПа;

наработку на отказ не менее 300 ч;

долговечность не менее 2000 ч;

постоянство энергетической характеристики по меньшей мере до наработки на отказ;

независимость энергетической характеристики от давления и температуры окружающей среды;

возможность изменения реологических свойств бурового раствора в процессе долбления;

возможность введения в буровой раствор различных наполнителей и добавок;

возможность промывки ствола скважины без вращения долота;

возможность определения траектории ствола скважины в любой точке вплоть до долота без подъема бурильной колонны;

стопорение выходного вала с корпусом в случае необходимости и освобождение от стопорения;

гашение вибрации бурильного инструмента;

экономию приведенных затрат на 1 м проходки скважины по сравнению с альтернативными способами и средствами бурения.

В одной конструкции все или большую часть этих требований воплотить очень сложно. В то же время в одном диаметральном

габарите целесообразно иметь возможно меньшее число типов турбобуров.

10.1.1. КОНСТРУКЦИИ ТУРБОБУРОВ

Турбобур представляет собой забойный гидравлический двигатель, снабженный осевой опорой, в котором гидравлическая энергия потока промывочной жидкости преобразуется в механическую работу вала, к которому прикрепляют породоразрушающий инструмент. Турбобур опускают в скважину на бурильной колонне, которая по мере углубления скважины наращивается с поверхности новыми бурильными трубами. В качестве гидравлического двигателя в турбобуре применяют многоступенчатую осевую турбину.

Гидравлические двигатели, в которых используется кинетическая или скоростная энергия потока жидкости, называют турбинами. В турбинах работа совершается главным образом в результате изменения количества движения жидкости.

В турбобурах применяют многоступенчатые осевые турбины лопастного типа. На рис. 10.1 схематично изображена одна ступень турбины турбобура, состоящая из статора и ротора.

Турбина работает следующим образом. Поток промывочной жидкости через бурильную колонну подается в первую очередь турбобура. В статоре первой ступени происходит формирование направления потока жидкости, т.е. жидкость, пройдя каналы статора, приобретает направление, указанное стрелкой *А*. Таким образом, статор является направляющим аппаратом турбины.

Потоки жидкости из каналов статора поступают на лопатки ротора под заданным углом и осуществляют силовое воздействие

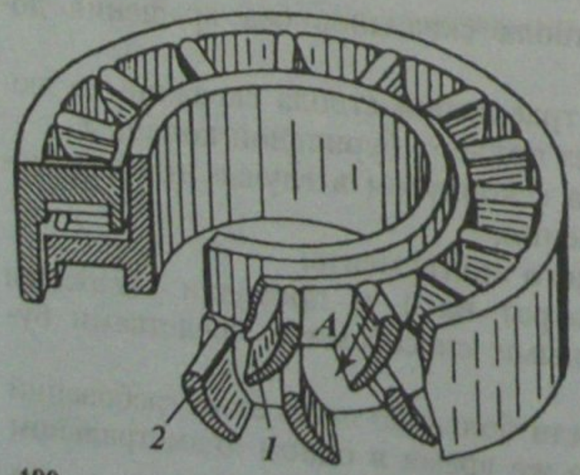


Рис. 10.1. Схема ступени турбины турбобура:
1 – лопатка статора; *2* – лопатка ротора

на ротор, в результате которого энергия движущейся жидкости создает силы, стремящиеся повернуть ротор, жестко связанный с валом турбины. Поток жидкости из каналов ротора первой ступени поступает на лопасти направляющего аппарата второй ступени, где вновь происходят формирование направления движения потока жидкости и подача ее на лопатки ротора второй ступени. На роторе второй ступени также возникает крутящий момент. В результате жидкость под действием энергии давления, создаваемой поверхностным насосом, проходит все ступени турбины турбобура и через специальный канал подводится к долоту. В многоступенчатых турбобурах крутящие моменты всех ступеней суммируются на валу.

В процессе работы турбины на статорах, закрепленных неподвижно в корпусе турбобура, создается реактивный момент, равный по значению, но противоположный по направлению. Реактивный момент через корпус турбобура передается на бурильные трубы и осуществляет их закручивание на определенный угол, зависящий от жесткости и длины бурильной колонны. Источником энергии в пределах рабочего органа турбины является скоростной напор потока жидкости, создаваемый вследствие перепада давления на входе в турбину и выходе из нее.

В процессе бурения осевая нагрузка на долото передается через турбобур, так как его обычно устанавливают непосредственно над породоразрушающим инструментом. Для восприятия и передачи осевой нагрузки турбобур снабжают специальной опорой, размещаемой в верхней или нижней части корпуса турбобура. Вал турбобура также снабжается радиальными опорами, предназначенными для центрирования вала, работающего при высоких осевых нагрузках и частотах вращения.

В качестве осевой опоры в серийных турбобурах применяют резинометаллические подшипники скольжения. Попытки использовать в качестве осевых опор стандартные упорные подшипники качения не дали положительных результатов. В 1960 г. в б. ВНИИБТе для турбобуров удалось разработать многорядную шаровую опору специальной конструкции.

Резинометаллический подшипник состоит из нескольких ступеней. Каждая ступень включает подпятник, закрепляемый в корпусе, и диск, сидящий на валу турбобура. Кольцо служит для защиты вала турбобура от изнашивания и для обеспечения заданного расстояния между дисками пяты. Подпятник по дисковой части облицован резиной, т.е. по верхней, нижней и внутренней цилиндрической поверхностям. Корпус подпятника имеет каналы для пропуска промывочной жидкости.

Радиальная резинометаллическая опора турбобура представ-

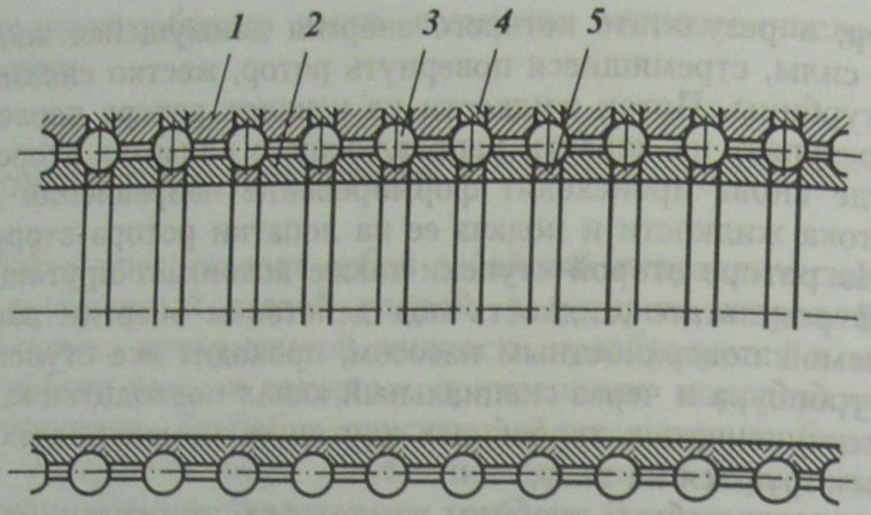


Рис. 10.2. Многорядная осевая опора качения

ляет собой корпус, внутренняя поверхность которого облицована резиной. В качестве нижней радиальной опоры используют ниппель. Резиновая обкладка ниппеля выполняет также функции сальникового уплотнения.

Работоспособность резинометаллических подшипников турбобура в абразивной среде в различных нефтяных районах страны колеблется в пределах 50–150 ч. Этим временем определяется межремонтный срок работы турбобура. Сравнительно высокая работоспособность резинометаллических подшипников турбобура объясняется тем, что твердые частицы, находящиеся в промывочной жидкости, попадая в зазор между эластичной облицовкой подпятника и стальной пятой, вдавливаются в резиновую поверхность. Вследствие этого сила прижатия твердых частиц к стальному диску определяется упругостью резины и не зависит от удельного давления между металлической и резиновой поверхностями. Износ таких трущихся поверхностей в 4–6 раз ниже, чем при работе двух твердых поверхностей, находящихся в абразивной среде.

Эластичная обкладка подпятников осевой опоры турбобура позволяет равномерно распределять осевую нагрузку по ступеням в пределах 0,5–1,0 МПа. Коэффициент трения при промывке водой в резинометаллической опоре составляет 0,04–0,10, в глинистом растворе – 0,06–0,16.

Осевая опора качения (рис. 10.2) представляет собой радиально-упорный многорядный бессепараторный шарикоподшипник. Одна ступень подшипника состоит из наружного *1* и внутреннего *2* рабочих колец, между парами которых размещается шарик *3*. Расстояние между рабочими кольцами определяется

размерами распорных колец – наружного *4* и внутреннего *5*. От попадания крупных абразивных частиц подшипник защищен сальником. Ввиду того, что бессепараторные подшипники работают в абразивной среде, большое влияние на их работоспособность оказывает приработка опоры. Сначала в процессе приработки происходит перераспределение осевой нагрузки по ступеням подшипника. Равномерное распределение нагрузки между ступенями пяты способствует более длительной нормальной работе подшипников качения.

10.1.2. ОДНОСЕКЦИОННЫЙ ТУРБОБУР

Турбобур типа Т12М3 включает турбину, составленную из 100–200 ступеней, резинометаллическую пяту и корпусные детали. На рис. 10.3 показана наиболее совершенная конструкция турбобура Т12М3Б-240. На валу *22* размещены диски ротора *13*, втулка *20* нижней опоры, две втулки *14* средней опоры и упорная втулка *18*. Все перечисленные детали зажаты роторной гайкой *6*, для предохранения которой от самопроизвольного отвинчивания предусмотрен обжимающий колпак *5*, закрепляемый контргайкой *4*.

Верхняя часть гайки *6* имеет коническую форму и продольные прорези. Колпак *5* под действием контргайки внутренним конусом обжимает прорезанные участки роторной гайки *6* и прижимает ее к поверхности вала, создавая цанговый эффект. Благодаря этому осуществляется предохранение от самоотвинчивания роторной гайки *6*. Упорная втулка *18* и втулка *20* нижней опоры фиксируются шпонкой *19* относительно вала *22*. Внутри корпуса *3* размещаются диски статора *12*, средние опоры *15*, регулировочное кольцо *10*, определяющее положение ротора относительно статора в собранном турбобуре, и подпятники *8*. Ниппель *21* служит для закрепления в корпусе *3* системы дисков статоров, средних опор и подпятников. Роль верхнего упора выполняет торец переводника *1*, который служит для соединения корпуса *3* с колонной бурильных труб. Вал *22* турбобура в нижней части имеет переводник *23* для присоединения долота или другого инструмента.

Ниппель *21* имеет цилиндрическую (турбобуры Т12М3Б-9″ и Т12М3Б-$6^5/_8$″) или коническую (турбобуры Т12М3Б-240, Т12М3Б-8″, Т12М3Б-$7^1/_2$″ и Т12М3Е-$6^5/_8$″) резьбу. При использовании конической резьбы в корпусе турбобура под ниппельный конец закрепляющей детали устанавливается регулировочное кольцо *16* резьбы. Уплотнительные кольца *11*, *17* предохраняют

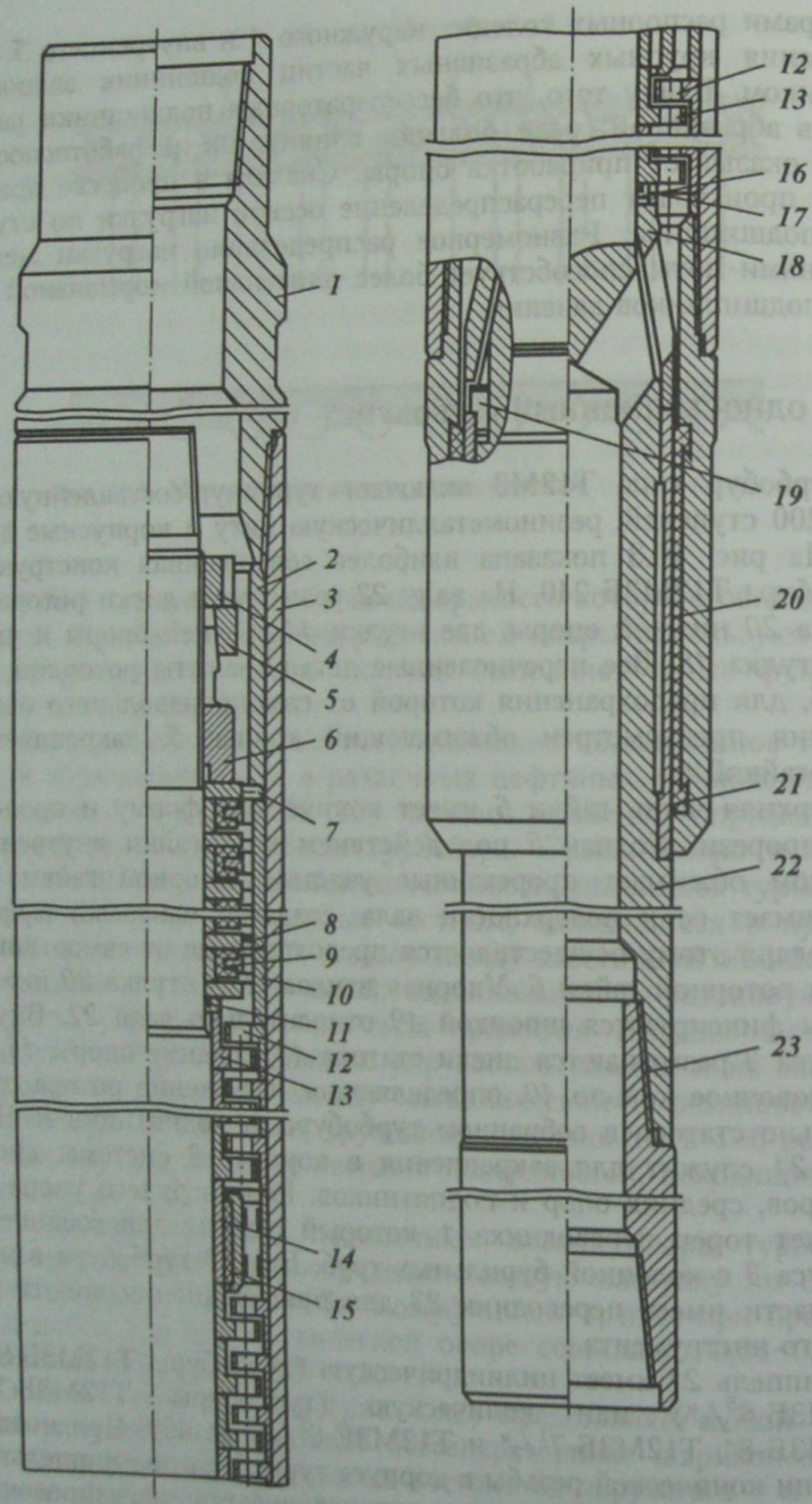


Рис. 10.3. Схема турбобура Т12М3Б-240:
1 – переводник; *2* – втулка корпуса; *3* – корпус; *4* – контргайка; *5* – колпак; *6* – роторная гайка; *7* – диск пяты; *8* – подпятник; *9* – кольцо пяты; *10, 16* – регулировочные кольца; *11, 17* – уплотнительные кольца; *12* – статор; *13* – ротор; *14, 20* – втулки средней и нижней опоры соответственно; *15* – средняя опора; *18* – упорная втулка; *19* – шпонка; *21* – ниппель; *22* – вал; *23* – переводник вала

от проникновения глинистого раствора в зазор между валом и роторами.

В турбобуре типа Т12М3 кроме подпятников с привулканизированной резиной предусмотрено применение подпятников со сменными резиновыми вкладышами. В этом случае в шифр турбобура после размера добавляют буквы СР. В турбобурах размером 195 и 172 мм используют составные турбины, имеющие металлические ступицы и пластмассовые проточные решетки. В шифр турбобура при этом добавляют букву П.

Укороченные турбобуры типа Т12М3К изготовляют на базе односекционных турбобуров. Они отличаются значительно меньшим (30–60) числом ступеней турбин и опор. Укороченные турбобуры применяют для ориентированного искривления скважин при наклонно направленном бурении.

10.1.3. СЕКЦИОННЫЕ ТУРБОБУРЫ

Турбобуры типа ТС состоят из двух и более последовательно соединенных между собой секций, каждую из которых собирают из 100 ступеней турбин в отдельном корпусе. Секции соединяют в турбобур непосредственно на буровой. Секционные турбобуры предназначены для бурения глубоких скважин, так как обладают повышенной мощностью благодаря увеличению числа ступеней турбин, работающих синхронно. Диаметральные размеры секций аналогичны размерам односекционных турбобуров. Секционирование турбобуров позволило создать турбобур с высокими энергетическими показателями при малых габаритах (127 и 104,5 мм). Число секций в турбобурах достигает четырех.

Устройство секционного турбобура показано на рис. 10.4. Корпуса секций снабжены переводниками, которые соединены между собой посредством конической резьбы. Валы секций соединяются с помощью конусно-шлицевых муфт, состоящих из нижней *8* и верхней *7* полумуфт. Можно использовать конусную муфту без шлицевых пазов.

Осевая опора *12* у секционных турбобуров общая, и, как правило, она располагается в нижней секции. Конструкция резинометаллического подшипника опоры не отличается от конструкции подшипников односекционных турбобуров.

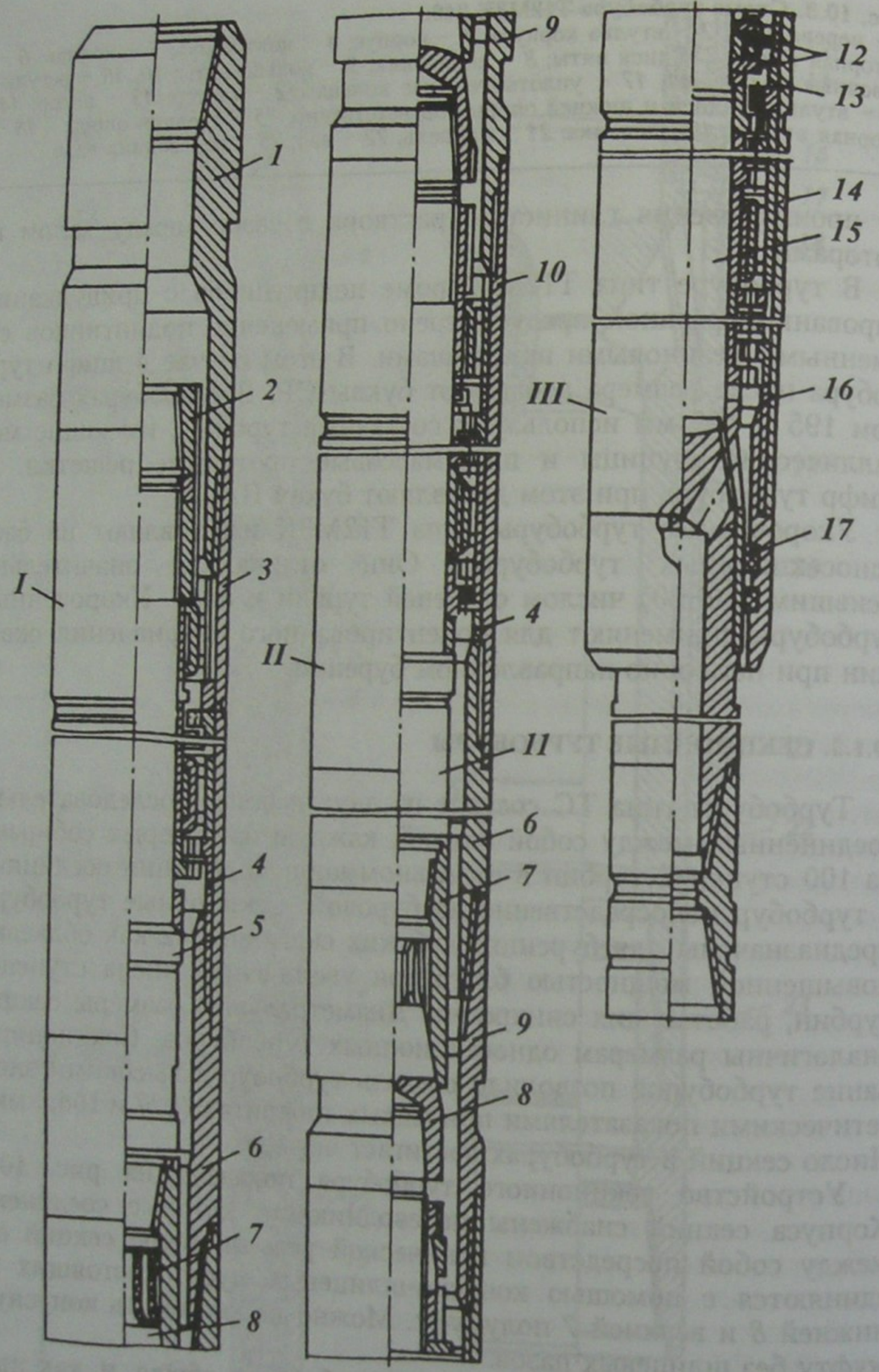


Рис. 10.4. Схема секционного турбобура типа 3ТС:
I, II, III – верхняя, средняя и нижняя секции соответственно; *1* – переводник; *2* – контргайка; *3, 10, 14* – корпуса верхней, средней и нижней секций; *4* – регулировочные кольца средней и валы верхней, средней и нижней секций; *5, 11, 15* – верхний и нижний соединительные переводники; *7, 8* – верхней секции; *6, 9* – верхняя и нижняя полумуфты; *12* – осевая опора; *13* – регулировочное кольцо нижней секции; *16* – регулировочное кольцо ниппеля; *17* – ниппель

Конструктивное отличие нижней секции секционных турбобуров заключается в том, что корпус в верхней части снабжен переводником со специальной конической резьбой, а верхняя часть вала снабжена соединительной полумуфтой. Положение ротора относительно статоров регулируется с помощью специального кольца *13*, установленного между турбиной и осевой опорой.

В корпусе секций статоры закрепляют с помощью ниппеля *17*, который имеет цилиндрическую или коническую резьбу, вызывающую необходимость использования регулировочного кольца *16* для создания необходимой нагрузки на диски статора.

Средняя и верхняя секции турбобуров не имеют осевых опор, так как при использовании самостоятельных опорных элементов конструкция соединительного узла значительно усложняется. Положение ротора относительно статора в верхних секциях определяется высотой регулировочного кольца *4*, которое располагается между соединительным переводником и дисками статора. Закрепление системы статоров в корпусах верхних и средних секций осуществляется с помощью конической резьбы с подбором высоты регулировочного кольца, за исключением некоторых турбобуров.

10.1.4. ШПИНДЕЛЬНЫЕ ТУРБОБУРЫ

Шпиндельный турбобур в отличие от секционного имеет осевую опору, вынесенную в отдельный узел. Эти турбобуры предназначены для бурения скважин как обычными шарошечными, так и гидромониторными долотами. Возможность бурения гидромониторными долотами обусловлена снижением утечек в зазоре между валом и ниппелем, так как в шпиндельных турбобурах осевая опора непроточная и размещается в нижней части турбобура.

Шпиндельные турбобуры изготовляют диаметром 240, 195, 185, 172 и 164 мм. Турбобуры диаметром 195 и 172 мм предназначены для бурения скважин алмазными долотами.

В шпиндельных турбобурах типа 3ТСШ к осевой опоре при-

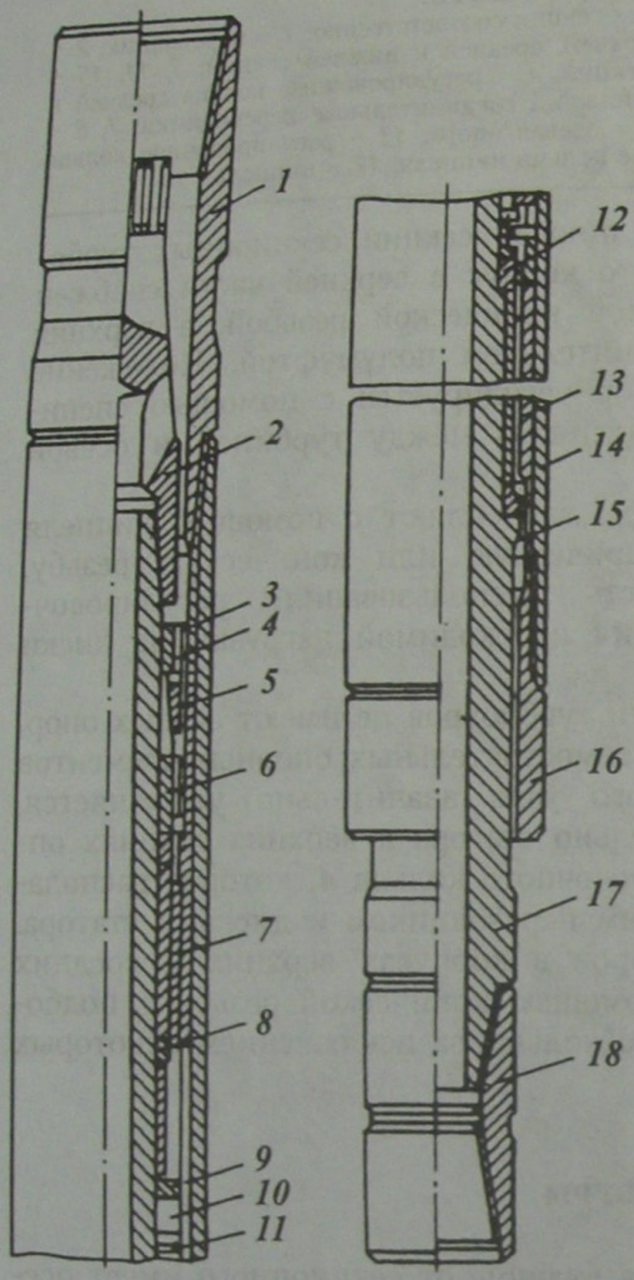


Рис. 10.5. Схема шпинделя турбобура:
1, 18 – переводники; *2* – нижняя полумуфта; *3, 15* – регулировочные кольца; *4* – контргайка; *5* – колпак; *6* – гайка; *7, 13* – радиальные опоры; *8, 12* – уплотнительные кольца; *9* – пята; *10* – подпятник; *11* – осевая опора; *14* – корпус; *16* – ниппель; *17* – вал

соединяют две или три турбинные секции. Устройство шпинделя показано на рис. 10.5.

Шпиндель включает вал *17*, который размещается в корпусе *14*. Вал снабжен двумя радиальными опорами *7*, *13*. Осевая опора *11* представляет собой набор дисков пяты *9* и резинометаллические подпятники *10*. Вал шпинделя снабжается уплотнительными кольцами *8*, *12*.

Втулки служат в качестве регулировочных колец резьбы корпуса. Турбинная секция присоединена к шпинделю с помощью переводника *1* и нижней полумуфты *2*. Затяжка деталей в корпу-

Таблица 10.1

Технические характеристики шпиндельных турбобуров

Шифр турбобура	Тип турбины	Число ступеней турбины	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент при N_{max}, Н·м	Частота вращения при N_{max}, $с^{-1}$	Перепад давления при N_{max}, МПа	Длина, м	Масса, кг	Диаметр, мм
3ТСШ1-240	30/16,5	315	32	2648	7,4	5,5	23,3	5975	240
3ТСШ1-195	26/16,5	330	30	1481	6,6	3,9	25,7	47,90	195
3ТСШ1-195ТЛ	24/18	318	40	1746	5,9	2,9	25,7	4325	195
3ТСША-195ТЛ	21/16,5	327	30	1961	12,1	6,5	25,9	4745	195
3ТСШ1-172	28/16	336	25	1765	10,4	8,8	25,4	3530	172

Примечание. N_{max} – максимальная мощность турбобура; плотность жидкости – 1000 кг/м^3 (техническая вода).

се осуществлена с помощью ниппеля *16*, а на валу – гайкой *6*, которая закрепляется с помощью колпака *5* и контргайки *4*. Для присоединения долота вал снабжен в нижней части переводником *18*.

Шпиндельные турбобуры 3ТСШ-7$^1/_4$"ТЛ и 3ТСШ-6$^1/_2$"ТЛ изготовляют с турбинами точного литья. В шифр таких турбобуров добавляют буквы ТЛ. Остальные турбобуры типа 3ТСШ могут поставляться с турбинами точного литья или с обычными турбинами, отлитыми в земляные формы.

Для повышения эффективности использования турбобуров за счет большей взаимозаменяемости как деталей, так и сборочных единиц, вплоть до секций, была проведена унификация серийных турбобуров. При этом за основу были приняты шпиндельные турбобуры типа 3ТСШ (табл. 10.1). Эти турбобуры можно использовать как в односекционном, так и многосекционном исполнении.

10.1.5. ВЫСОКОМОМЕНТНЫЕ ТУРБОБУРЫ С ПРЕДЕЛЬНЫМИ ТУРБИНАМИ

Турбобуры А9К6Са, А7Н4С и А6К3С предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонных скважин. Высокие энергетические показатели турбобуров позволяют бурить скважины не только обычными шарошечными, но и гидромониторными и алмазными долотами.

Турбобуры типа А диаметрами 240, 195 и 164 мм выпускаются Кунгурским машиностроительным заводом. Высокомоментные турбобуры изготовляют в двухсекционном исполнении. При бу-

рении неглубоких скважин нижнюю секцию используют в качестве самостоятельного турбобура.

Конструкция турбобура показана на рис. 10.6. Особенностью высокомоментных турбобуров является то, что они снабжены турбинами, состоящими из статоров *23* и роторов *24*, перепад давлений на которых при постоянном расходе жидкости уменьшается от режима холостого хода к тормозному режиму. Это объясняется тем, что в высокомоментных турбобурах использованы высокоциркулятивные турбины. Постоянный перепад давления в таких турбинах обеспечивается с помощью перепускного клапана, позволяющего сбрасывать часть жидкости в затрубное пространство, минуя турбобур. В результате достигается стабильный режим работы турбины при переменном расходе жидкости. В нижней секции турбобура устанавливают 110 ступеней турбин, в верхней секции – 128 ступеней турбин Э43-50-31/18.

В высокомоментных турбобурах использованы шаровые опоры. Упорно-радиальная пята качения *28* расположена в нижней секции турбобура и выполнена в виде 10-рядного шарикоподшипника бессепараторной конструкции. Для защиты осевой опоры от попадания абразивных частиц турбобур снабжен торцовой парой *27*, выполняющей роль сальника.

В верхней части турбобура расположены ступени турбобура, перемежающиеся с промежуточными шаровыми опорами *22*, выполненными в виде однорядных шарикоподшипников бесспепараторной конструкции. Число шаров в средней опоре взято с расчетом пропуска промывочной жидкости через подшипник.

Положение роторов относительно статоров в нижней секции регулируется с помощью кольца *31*, а в верхней секции – с помощью кольца *11*. Статоры крепятся в корпусах с помощью переводников с конической резьбой, с соответствующим подбором высоты регулировочных колец *4* и *31*.

Корпуса соединены между собой с помощью соединительных переводников *16* и *12*, а валы секций – конусно-шлицевых муфт, состоящих из нижней *15* и верхней *14* полумуфт.

Высокомоментные турбобуры типа А7Н снабжают приставкой, в которой размещен перепускной или редукционный клапан. Клапанная приставка (рис. 10.7) состоит из корпуса *6* и переводника *10*, снабженных замковыми резьбами для присоединения в разъеме бурильной колонны. В переводнике размещены обратный клапан, состоящий из седла *7*, поршня *8* и пружины *9*, и гнездо, в котором устанавливается корпус перепускного клапана *1* с помощью хвостовика *5*. Перепускной клапан имеет седло *2*, к которому прижимается втулка *3*, снабженная пружиной *4*. Перепуск-

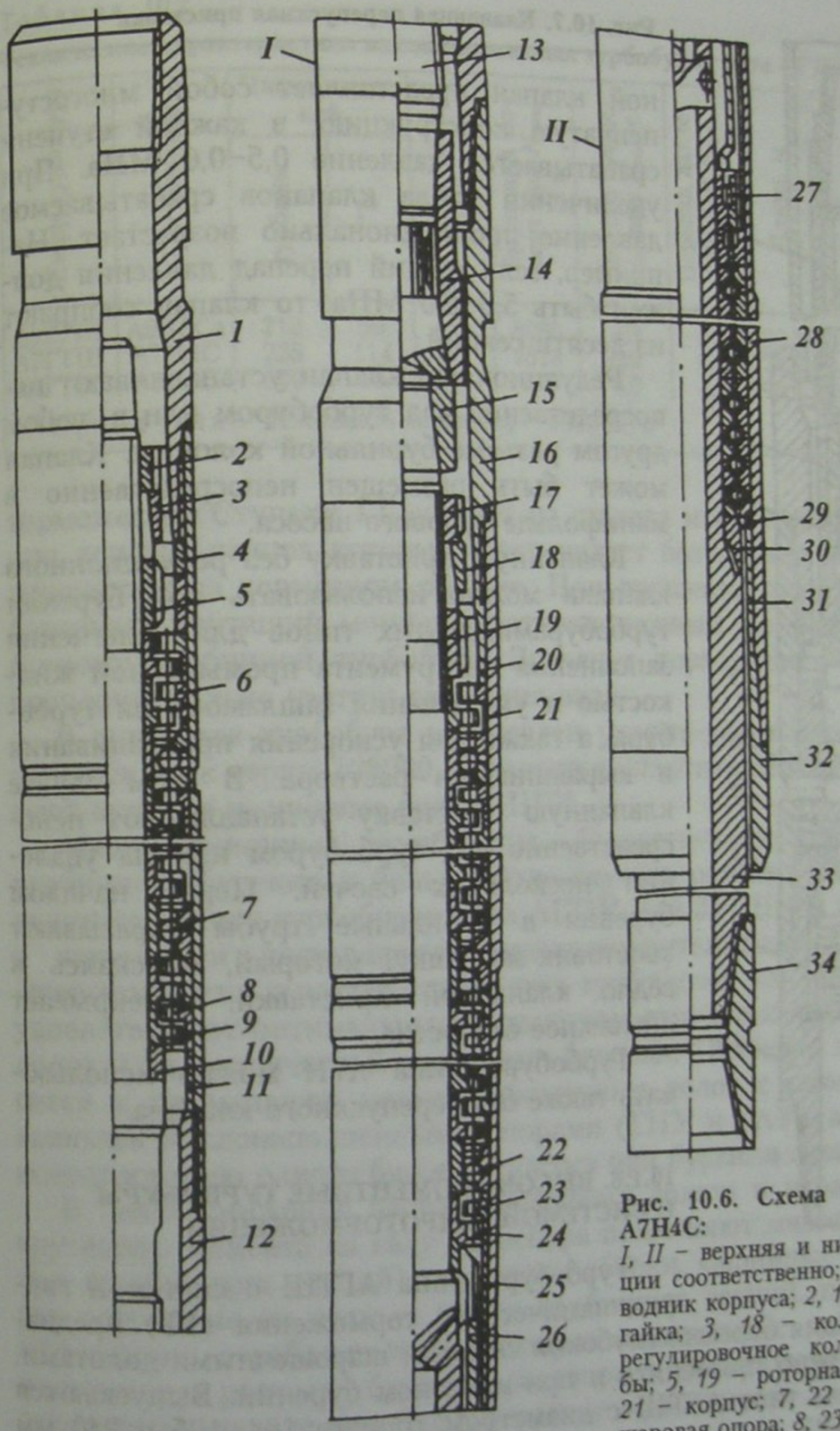


Рис. 10.6. Схема турбобура А7Н4С:
I, II – верхняя и нижняя секции соответственно; *1* – переводник корпуса; *2, 17* – контргайка; *3, 18* – колпак; *4* – регулировочное кольцо резьбы; *5, 19* – роторная гайка; *6, 21* – корпус; *7, 22* – средняя шаровая опора; *8, 23* – статор; *9, 24* – ротор; *10, 26* – втулка вала; *11* – регулировочное кольцо турбины; *12* – соединительный переводник; *13* – вал верхней секции; *14, 15* – верхняя и нижняя полумуфты; *16* – переводник корпуса; *20, 25* – втулка корпуса; *27* – торцовый сальник; *28* – упорно-радиальный подшипник; *29* – упорная втулка; *30* – упор; *31* – регулировочное кольцо; *32* – ниппель; *33* – вал; *34* – переводник вала

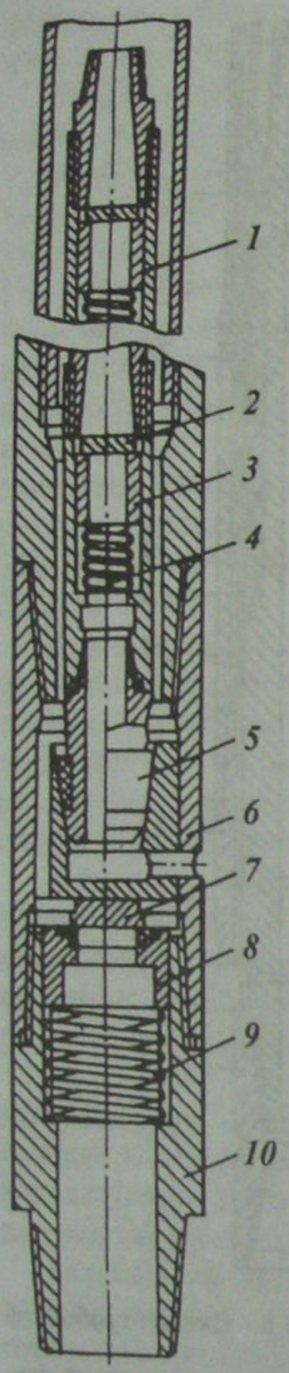


Рис. 10.7. Клапанная перепускная приставка

ной клапан представляет собой многоступенчатую конструкцию; в каждой ступени срабатывается давление 0,5–0,6 МПа. При увеличении числа клапанов срабатываемое давление пропорционально возрастает. Например, если общий перепад давления должен быть 5,0–6,0 МПа, то клапан собирают из десяти секций.

Редукционный клапан устанавливают непосредственно над турбобуром или в любом другом разъеме бурильной колонны. Клапан может быть размещен непосредственно в манифольде бурового насоса.

Клапанную приставку без редукционного клапана можно использовать при бурении турбобурами других типов для облегчения заполнения инструмента промывочной жидкостью и уменьшения зашламования турбобура, а также для ускорения продавливания и выравнивания раствора. В этом случае клапанную приставку устанавливают непосредственно над турбобуром или на удалении нескольких свечей. Перед началом бурения в бурильные трубы сбрасывают хвостовик-заглушку, который, опускаясь в седло клапанной приставки, перекрывает дренажное отверстие.

Турбобуры типа А7Н можно использовать также без перепускного клапана.

10.1.6. ВЫСОКОМОМЕНТНЫЕ ТУРБОБУРЫ С СИСТЕМОЙ ГИДРОТОРМОЖЕНИЯ

Турбобуры типа АГТШ с системой гидродинамического торможения (ГТ) предназначены для бурения глубоких скважин шарошечными долотами, но их можно применять и при алмазном бурении. Выпускаются турбобуры типа АГТШ с диаметром корпуса 164, 195 и 240 мм (табл. 10.2).

Турбобуры состоят из трех секций и шпинделя. Две турбинные секции содержат многоступенчатую высокоциркулятивную турбину. В третьей устанавливают ступени гидродинамического

Таблица 10.2

Технические характеристики высокомоментных турбобуров типа АГТШ

Шифр турбобура	Тип турбины	Число ступеней		Расход жидкости, л/с	Крутящий момент при N_{max}, Н·м	Частота вращения при N_{max}, $с^{-1}$	Перепад давления при N_{max}, МПа	Длина, м	Масса, кг	Диаметр, мм
		турбины	ГТ							
А9ГТШ	А9К5Са	210	99	45	3060	4,9	5,5	23,3	6165	240
А7ГТШ	А7Н4С	228	114	30	1814	6,0	6,9	24,9	4425	195
А6ГТШ	А6К3С	240	75	20	779	6,9	4,5	24,5	2960	164

Примечание. Плотность жидкости – 1000 кг/м^3.

торможения. Ступени ГТ состоят из статора и ротора, конструкция лопаток венцов которых обеспечивает безударное обтекание жидкостью на тормозном режиме. При вращении такого ротора возникает крутящий момент, противоположный моменту, развиваемому турбинной турбобура. Значение тормозящего момента пропорционально частоте вращения вала.

В шпинделе турбобура установлен упорно-радиальный шарикоподшипник серии 128000. В качестве уплотнения вала используют круглые резиновые кольца ПРУ.

Многосекционные турбобуры. Существующая технология турбинного бурения в большинстве случаев основана на применении серийных турбобуров типа АГТШ или ЗТСШ1 в том виде, в каком они поставляются машиностроительными заводами. Энергетические характеристики этих турбобуров, как правило, не удовлетворяют оптимальным параметрам отработки шарошечных долот и гидравлической программе бурения. Особенно это относится к применению новых шарошечных долот с герметизированными маслонаполненными опорами (ГНУ и ГАУ), а также к использованию одного бурового насоса при бурении скважины.

В целях снижения частоты вращения долота и наращивания крутящего момента на валу турбобура применяют многосекционные (свыше трех секций) турбинные сборки. Серийные турбобуры, собранные из пяти – шести турбинных секций, позволяют эффективно отрабатывать высокопроизводительные долота при пониженных расходах бурового раствора, а также предоставляют технологам значительно более широкие возможности для выбора оптимальных параметров режима бурения.

В дальнейшем усовершенствованные многосекционные турбобуры испытывали при бурении глубоких скважин в России и за рубежом как с отечественными, так и с американскими долотами.

Стойкость шарошечных долот производства США составляла 15–60 ч.

По всей конструктивной схеме многосекционный турбобур не отличается от серийного. Однако увеличение числа турбинных секций предъявляет более высокие требования к надежности работы шпинделя турбобура. Он должен быть не только более надежным, но и более долговечным, чем применяемые в настоящее время шпиндели серийных турбобуров. Этим требованиям отвечают шпиндели с лабиринтным дисковым уплотнением типа ШФД, которыми в скором времени будут оснащаться серийно выпускаемые турбобуры.

Многосекционный турбобур является дорогой машиной, поэтому его срок службы до списания должен быть увеличен не менее чем до 2000 ч. По результатам испытаний таких турбобуров со шпинделями типа ШФД их долговечность составляет 2000–4000 ч.

Формирование энергетической характеристики многосекционного турбобура может осуществляться несколькими путями: использованием турбин разных типов, их сочетанием со ступенями ГТ, а также регулированием расхода бурового раствора через турбину.

В табл. 10.3 приведены технические характеристики современных многосекционных турбобуров, собираемых из серийно выпускаемых машин типов АГТШ и ТСШ1.

Турбобур с независимой подвеской. Увеличение числа секций турбобура позволяет сформировать оптимальную энергетическую характеристику для бурения шарошечными долотами с герметизированными маслонаполненными опорами и алмазными породоразрушающими инструментами. Этот путь представляется

Таблица 10.3

Технические характеристики многосекционных турбобуров

Тип сборки турбобура	Число турбинных секций	Число ступеней		Расход жидкости, л/с	Крутящий момент при N_{max}, Н·м	Частота вращения при N_{max}, $с^{-1}$	Перепад давления при N_{max}, МПа	Длина турбобура, м	Диаметр турбобура, мм
		турбины	ГТ						
5А9ГТШ	5	315	210	32	2221	3,4	6,2	42	240
6А7ГТШ	6	348	348	26	1893	4,3	10,4	49	195
6ТСШ1-195ТЛ	6	636	–	30	1742	4,4	3,4	49	195
5А6Ш	5	630	–	18	1575	8,1	9,8	40	164

Примечание. Плотность жидкости – 1000 кг/м^3.

наиболее простым и надежным, однако требует более квалифицированного подхода к сборке и регулированию турбинных секций. С целью упростить эти операции и сделать секции взаимозаменяемыми разработана конструкция турбобура с независимой подвеской.

Каждая турбинная секция с независимой подвеской имеет свой упорный шарикоподшипник. Корпуса секций соединяют между собой с помощью конической резьбы. Валы, соединенные квадратными полумуфтами, могут свободно перемещаться в осевом направлении. В результате такой компоновки секций износ упорного подшипника шпинделя не влияет на осевой зазор между статором и ротором турбины. Последний определяется только износом подшипников, установленных в турбинных секциях. Поскольку осевая нагрузка на эти подшипники действует только с одной стороны и практически не имеет динамической составляющей, тот этот износ легко прогнозируется. При сборке ротор турбины устанавливают в крайнее верхнее положение относительно статора, что позволяет увеличить время работы упорного подшипника секции. По данным промысловых испытаний, наработка турбинной секции на отказ укладывается в диапазон 120–350 ч.

Следует отметить, что упорный подшипник шпинделя работает в тяжелых условиях. Действующая на него реакция забоя скважины переменна по значению и частотам возмущения. Динамические силы приводят к интенсивному изнашиванию этого подшипника. Однако допустимый осевой люфт в опоре может составлять порядка 16–20 мм, поэтому наработка на отказ может быть вполне соизмерима и даже выше, чем у шпинделя обычного типа, но только в тех случаях, когда изнашивание опоры не сопровождается расколом отдельных ее элементов (обоймы, шаров).

Турбобур с независимой подвеской может быть собран с турбиной любого типа. В каждой секции можно установить по 80–90 ступеней.

Ниже приведена характеристика трехсекционного турбобура А7ГТШМ (при плотности жидкости 1000 кг/м^3):

Число ступеней:	249
турбины	66
ГТ	28
Расход жидкости, л/с	1800
Крутящий момент при N_{max}, Н·м	5,2
Частота вращения при N_{max}, $с^{-1}$	7
Перепад давления при N_{max}, МПа	

Турбобуры с «плавающим» статором обладают теми же преимуществами, что и турбобуры с независимой подвеской сек-

ций. Однако в отличие от первых осевая опора шпинделя имеет повышенную гидравлическую нагрузку.

Каждый статор такого турбобура имеет свободу перемещения в осевом направлении и с помощью шпонки, заходящей в специальный паз корпуса, запирается от проворота под действием собственного реактивного момента. Каждый ротор представляет собой и пяту для соответствующего статора, которые не имеют проставочных дистанционных колец.

Такое исполнение ступени турбины позволяет, с одной стороны, до максимума увеличить средний диаметр турбины, а с другой – до минимума сократить осевой люфт в ступени. Тем самым в корпусе стандартной длины удается разместить ступени турбин, число которых в 1,4 раза больше, чем у серийных турбобуров. Недостатком этой конструкции является свободный выход бурового раствора на внутреннюю поверхность корпуса турбинной секции.

Отсутствие взаимосвязи между осевыми зазорами турбины и осевой опоры шпинделя позволяет исключить из практики турбинного бурения торцовый износ лопаточных венцов турбин и повысить межремонтный период работы шпинделей.

Турбобур состоит из трех турбинных секций и шпинделя с двумя вариантами осевой опоры: подшипник ШШО-172 (538920) и резинометаллическая пята ПУ-172.

Средняя наработка турбобура с диаметром корпуса 172 мм с плавающим статором на отказ (по шпинделю) составляет 210 ч. Межремонтный период турбинных секций более 500 ч.

В табл. 10.4 приведены технические характеристики турбобуров ТПС-172 и ЗТСШ1М1-195 с диаметрами корпуса соответственно 172 и 195 мм.

Турбобур с полым валом, разработанный в б. ВНИИБТе, предназначен для бурения скважин шарошечными и алмазными долотами в сложных горно-геологических условиях. Турбобур состоит из турбинных секций и шпинделя. В зависимости от условий эксплуатации возможно использование от трех до шести

Таблица 10.4

Технические характеристики турбобуров с «плавающим» статором

Тип турбобура	Число ступеней турбины	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент при N_{max}, Н·м	Частота вращения при N_{max}, $с^{-1}$	Перепад давления при N_{max}, МПа
ТПС-172	435	25	2100	7,5	6,57
ЗТСШ1М1-195	435	30	2875	6,85	5,97

Примечание. Плотность жидкости – 1000 кг/м^3.

турбинных секций для обеспечения требуемой характеристики турбобура.

Турбинные секции состоят из корпуса и полого вала, установленного внутри корпуса на четырех резинометаллических радиальных опорах. В пространстве между корпусом и валом установлено около 100 ступеней турбины. Концы вала оборудованы конусно-шлицевыми полумуфтами, внутри которых имеются уплотнительные элементы, предотвращающие утечку бурового раствора из полости вала к турбине. При сборке турбинных секций соблюдаются заданные размеры вылета и утопания полумуфт для обеспечения необходимого положения роторов относительно статоров.

Шпиндель турбобура состоит из корпуса и полого вала, установленного внутри корпуса на резинометаллических радиальных опорах и упорно-радиальном шариковом подшипнике серии 128000. При необходимости нижний конец корпуса шпинделя можно оборудовать стабилизатором, при этом на нижний конец вала устанавливают удлинитель, который центрируется внутри стабилизатора резинометаллической радиальной опорой.

При сборке турбинных секций предусмотрена возможность установки стабилизаторов между турбинными секциями или между турбинной секцией и шпинделем. Для этого на нижнем переводнике турбинной секции на резьбе закрепляют стабилизатор, а на нижнем конец вала – удлинитель соответствующей длины так, чтобы не изменять ранее отрегулированные присоединительные размеры утопания и вылетов полумуфт.

Наличие полых валов турбинных секций и шпинделя позволяет осуществлять следующие операции:

поддерживать в насадках долота перепад давления 6–9 МПа без дополнительного нагружения буровых насосов;

определять пространственное положение ствола скважины в непосредственной близости от долота без подъема бурильной колонны на дневную поверхность;

на основании проведенных измерений корректировать осевую нагрузку на долото для управления процессом набора, сброса или стабилизации угла искривления ствола скважины;

прокачивать через полость валов, минуя турбину, разного рода наполнители;

спускать в аварийных случаях в полость вала приборы для определения места прихвата ПО-50 по ТУ 39-020–75 и торпеды, например ТШ-35, ТШ-43, ТШ-50 по ТУ 25-04-2726–75, ТУ 25-04-2702–75 или ТДШ-25-1, ТДШ-50-2 по ТУ 39/5-137–73 и ТУ 39/5-138–73;

продавливать буровой раствор и выравнивать его свойства че-

Таблица 10.5

Технические характеристики турбобуров с полым валом

Шифр турбобура	Число ступеней турбины	Расход жидкости через турбину, л/с	Крутящий момент при N_{max}, Н·м	Частота вращения при N_{max}, $с^{-1}$	Перепад давления при N_{max}, МПа	Диаметр долота, мм
ТПВ-240	552	30	2800	5,7	6,7	311; 295,3; 269,9
А7ПВ	588	22	1600	4,9	4,9	215,9; 212,2
ТПВ/178	552	17	1200	7,6	10	215,9; 212,2

Примечание. Плотность жидкости – 1000 кг/м^3.

рез полый вал с последующим сбросом гидромониторного узла (такая операция позволяет во много раз сократить время для проведения указанных работ).

В табл. 10.5 даны технические характеристики турбобуров с полым валом.

Турбобур с редуктором-вставкой типа РМ предназначен для эффективного использования шарошечных долот с маслонаполненными опорами при технологически необходимом расходе бурового раствора и уменьшенном, по сравнению с другими гидравлическими двигателями, перепаде давления.

Маслонаполненный редуктор-вставку применяют в сочетании с турбинными секциями и шпинделем серийно выпускаемых турбобуров. Редуктор-вставку устанавливают между шпинделем и турбинными секциями, он имеет планетарную передачу и систему маслозащиты передачи и опор.

Планетарная передача двухрядная, зубчатая, с косозубым зацеплением Новикова. Система маслозащиты имеет уплотнения торцового типа. Выходной вал с помощью шлицевой муфты соединен с валом шпинделя, а входной вал с помощью полумуфты – с турбинными секциями.

Редуктор-вставка является автономным узлом, который можно заменить непосредственно на буровой. Технические характеристики турбобура с редуктором-вставкой и турбинами разных типов даны в табл. 10.6 (турбинная секция во всех случаях одна).

Таблица 10.6

Технические характеристики турбобуров с полым валом

Тип турбинной секции	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент при N_{max}, Н·м		Перепад давления при N_{max}, МПа
		предельный	при N_{max}	
3ТСША-195ТЛ	24	4826	2413	2,7
3ТСШ1-195	40	4806	2403	3,6
А7ТШ	30	3650	1825	3

Примечание. Плотность жидкости – 1000 кг/м^3.

При испытаниях турбобуров средняя наработка на отказ маслонаполненного редуктора составляет 100–115 ч, а при бурении скважин с высокими забойными температурами (свыше 150 °С) – около 40 ч.

10.1.7. ШПИНДЕЛЬ С ЛАБИРИНТНЫМ ДИСКОВЫМ УПЛОТНЕНИЕМ

Шпиндели типа ШФД с лабиринтным дисковым уплотнением предназначены для использования с турбинными секциями серийных турбобуров при частотах вращения вала до 25 $с^{-1}$. Эти шпиндели обеспечивают увеличение наработки на отказ и межремонтного периода турбобура в 1,5–2,5 раза по сравнению с шпинделями серийно выпускаемых конструкций. Увеличение наработки на отказ достигается благодаря частичной изоляции картера осевой опоры от поступления бурового раствора, содержащего твердую абразивную фазу. Такая изоляция обеспечивается оборудованием верхней части вала шпинделя расходным лабиринтным уплотнением и установкой между лабиринтным уплотнением и уплотнениями картера осевой опоры дренажной втулки, отверстия которой сообщаются с пространством скважины.

Уплотнители картера осевой опоры, выполненные из эластичного материала, укреплены на валу и контактируют с цементированным металлическим диском, который закреплен в корпусе; при этом число пар уплотнитель – диск равно восьми.

Для соединения с турбинными секциями, расположенными выше, вал шпинделя оборудован в верхней части конусношлицевой полумуфтой, которая одновременно служит для сжатия пакета деталей, набранных на валу. Для центрирования вала использованы резинометаллические радиальные опоры: одна из них установлена между полумуфтой и лабиринтным уплотнением, две другие – в нижней части вала. Лабиринтное уплотнение, состоящее из набора парных дисков ротора и статора, рассчитано на работу с перепадом давления в насадках долота до 7 МПа. В картере осевой опоры между двумя блоками уплотнителей установлен упорно-радиальный шариковый подшипник серии 128000.

По результатам сравнительных испытаний, проведенных в ПО «Куйбышевнефть», шпиндель ШФД-195 имеет наибольшую наработку на отказ (183 ч) среди всех негерметизированных конструкций новых шпинделей турбобуров, разработанных в б. ВНИИБТе. Конструктивная характеристика шпинделей следующая:

	ШФД-240	ШФД-195
Шифр шпинделя	240	195
Наружный диаметр, мм	1310	910
Масса, кг	205	165
Внутренний диаметр корпуса, мм	115	105
Наружный диаметр вала, мм	4650	4600
Общая длина, мм	3	3
Число радиальных опор	128723	128721К
Шифр подшипников по ТУ 37.006.042–81		
Присоединительная резьба по РТМ 26-02-15-72:		
к турбинной секции	РКТ-208	З-117
к долоту	З-147	З-117
корпуса	РКТ-218	РКТ-177
верхней части вала	МК-116	МК-105
нижней части вала	З-133	З-117

10.1.8. ГЕРМЕТИЗИРОВАННЫЙ МАСЛОНАПОЛНЕННЫЙ ШПИНДЕЛЬ

Герметизированные маслонаполненные шпиндели типа ШГД предназначены для использования с турбинными секциями серийных турбобуров при частотах вращения вала до 15 $с^{-1}$. Они обеспечивают увеличение наработки на отказ и межремонтного периода турбобура в 2–4 раза по сравнению со шпинделями серийно выпускаемых турбобуров.

Увеличение наработки на отказ в шпинделях типа ШГД достигается полной герметизацией картера осевой опоры от поступления бурового раствора, содержащего твердую абразивную фазу; при этом картер осевой опоры заполнен смазочным материалом.

Надежная герметизация картера освой опоры обеспечивается тем, что на герметизацию уплотнения не действует перепад давления, получаемый в насадках долота. Это стало возможным при использовании расходного лабиринтного уплотнения, аналогичного применяемому в шпинделях типа ШФД. Лабиринтное уплотнение установлено в верхней части вала над герметизирующими элементами.

Раствор, прошедший через лабиринтное уплотнение, сбрасывается в затрубное пространство через отверстия в корпусе, расположенные над герметизирующими элементами. Эти элементы, выполненные из эластичного материала, закреплены на валу и контактируют с цементированным металлическим диском, закрепленным в корпусе.

Вал центрируется относительно корпуса тремя резинометаллическими радиальными опорами, одна из которых установлена в верхней части вала, две другие – в нижней. Полумуфта закрепляется на валу малоконусной резьбой с внутренним упорным торцом. Одновременно она своим наружным торцом сжимает

пакет деталей, набранных на валу. С турбинными секциями, расположенными выше, полумуфта скрепляется конусно-шлицевым соединением, имеющим такие же присоединительные размеры, как и полумуфта серийно выпускаемого турбобура. Лабиринтное уплотнение состоит из набора парных дисков ротора и статора. Оно рассчитано на работу с перепадом давления в насадках долота до 7 МПа. Для предотвращения попадания шлама в лабиринтные диски следует поддерживать перепад давления в насадках долота не менее 2 МПа.

Герметизирующие уплотнители установлены над картером осевой опоры и под ним и объединены для удобства монтажа и демонтажа в отдельные блоки. По принятой классификации герметизирующие элементы состоят из двух частей: одна из них установлена в среде бурового раствора, другая – в среде смазочного материала. При этом между этими частями образуется буферная зона, которая через регулирующий клапан соединена с картером осевой опоры.

Назначение клапана комплексное:

поддержание заданного начального давления смазочного материала (СМ) в картере осевой опоры как во время заправки, так и в процессе работы, когда происходит увеличение объема СМ вследствие его разогрева;

создание встречного движения СМ буровому раствору в пределах буферной зоны между двумя уплотнителями и продавливание смазочного материала между торцами уплотнителя и антифрикциона;

возможность секционирования герметизирующих элементов с одновременным исключением воздушных пробок между герметизирующими элементами благодаря перетоку СМ через клапан;

равномерное распределение давления по всем образованным буферным зонам;

вывод остатков воздуха при заправке шпинделей СМ.

Клапан установлен в диске, закрепляемом в корпусе.

Наряду с шариковым подшипником серии 128700 по ТУ 37.006.042–81 предусмотрено использовать опору скольжения.

В качестве смазки очного материала применяют индустриальное масло нигрол.

Конструкция шпинделя допускает дозаправку или полную замену СМ на буровой, для чего верхняя и нижняя части картера имеют заправочные втулки.

С внедрением смазочных материалов, обладающих высокоэффективными тормозящими свойствами, применение герметизированных шпинделей станет еще более эффективным, так как

тормозное устройство будет наиболее компактным из всех известных.

В результате сравнительных испытаний новых шпинделей турбобуров конструкция шпинделя ШГД-195 признана наиболее надежной и долговечной. Его средняя наработка на отказ составила 294 ч.

Конструктивная характеристика шпинделей типа ШГД следующая:

	ШГД-240	ШГД-195
Шифр шпинделя	240	195
Наружный диаметр, мм	2200	1450
Масса, кг	205	165
Внутренний диаметр корпуса, мм	115/130	105/115
Наружный диаметр вала, мм	7700	7650
Общая длина, мм	3	3
Число радиальных опор	8	8
Число уплотнителей картера	36	24
Общий объем смазочного материала, $дм^3$	3	3
Число лубрикаторов	128723	128721К
Шифр подшипников по ТУ 37.006.042–81		
Присоединительная резьба по РТМ 26-02-15–72:		
к турбинной секции	РКТ-208	З-117
к долоту	З-147	З-117
корпуса	РКТ-218	РКТ-177
верхней части вала	МК-116	СПМК-105
нижней части вала	З-133	З-117

10.1.9. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБИНЫ

Турбина современного турбобура является многоступенчатой, осевого типа и состоит из системы статоров и системы роторов. Как правило, система статоров связана с корпусом, а система роторов – с валом турбобура.

При постоянном значении расхода бурового раствора через турбину развиваемый ею крутящий момент M определяют по формуле Эйлера

$$M = Q\rho r(C_{1u} - C_{2u})z, \qquad (10.1)$$

где Q – объемный расход жидкости; ρ – плотность жидкости; r – средний радиус турбины; C_{1u}, C_{2u} – проекции абсолютной скорости потока жидкости, протекающего соответственно через статор и ротор, на направление окружной скорости турбины; z – число ступеней турбины.

Эффективный перепад давления на турбине

$$p_э = \rho u^2 z, \qquad (10.2)$$

где u – окружная скорость турбины на среднем диаметре.

Развиваемый турбиной крутящий момент зависит от режима ее работы, т.е. от частоты вращения ротора турбины. Для большей части современных турбин эта зависимость линейна и определяется уравнением

$$M = M_т(1 - n/n_x), \qquad (10.3)$$

где $M_т$ – тормозной (предельный) крутящий момент; n – частота вращения; n_x – частота вращения на холостом режиме (предельная).

Совокупность зависимостей крутящего момента, перепада давления, мощности и коэффициента полезного действия от частоты вращения называется энергетической характеристикой турбины. Турбина турбобура обладает сериесной характеристикой. Однако это не означает, что работа турбобура может осуществляться на всех режимах от холостого до тормозного. Известно, что при увеличении осевой нагрузки частота вращения вала турбобура сначала уменьшается, затем турбобур начинает работать неустойчиво, а потом резко останавливается – «срывается».

«Срыв» турбобура объясняется многими факторами, основными из которых являются нелинейный рост момента сопротивления на долоте и в пяте турбобура при увеличении осевой нагрузки и снижении частоты вращения, низкочастотные колебания момента сопротивления вследствие вибрации и неравномерной подачи бурильного инструмента, перемежаемость разбуриваемых горных пород по твердости. Все эти факторы приводят к тому, что устойчивая работа турбобура возможна только с определенным, как правило, не менее чем двукратным запасом крутящего момента, т.е. на режимах, располагающихся правее от режима максимальной мощности.

Эти режимы в большинстве случаев характеризуются также и максимальным значением механической скорости проходки, поэтому условно режим максимальной мощности можно считать рабочим режимом турбобура.

Чем глубже забой скважины, чем больше искривлен ее ствол, чем более моментоемкое долото используется при бурении, тем выше вибрация бурильного инструмента. Кроме того, чем больше перемежаемость горных пород, тем ближе к холостому режиму должен располагаться рекомендуемый рабочий режим турбобура и тем соответственно ниже должна быть холостая частота его вращения.

Для расчета характеристики турбины можно использовать

Таблица 10.7

Основные показатели стендовых энергетических характеристик серийных и опытных турбин турбобуров

Тип турбины	Диаметр турбобура, мм	Расход раствора, л/с	Тормозной момент, Н·м	Частота холостого вращения, $с^{-1}$	Перепад давления, МПа		Максимальный КПД, %
					рабочий	максимальный	
30/16,5-240	240	40	24,58	17,3	0,0262	0,0262	63,8
А9К5Са	240	40	22,02	14,0	0,0252	0,0324	40,4
26/16,5-196	195	28	8,07	13,9	0,0113	0,0113	55,3
А7Н4С	195	28	12,59	18,5	0,0287	0,0363	40,5
24/18-195ТЛ	195	28	4,74	8,2	0,0048	0,0048	47,4
24/18-195ТПК	195	28	5,63	8,1	0,0057	0,0057	42,3
А7П3	195	28	16,77	18,3	0,0320	0,0363	38,2
А7П36К	195	28	17,69	19,8	0,0259	0,0296	52,8
21/16,5-195АТЛ	195	28	16,32	23,2	0,0263	0,0341	70,6
ТД-195АТЛ	195	28	16,92	29,2	0,0395	0,0433	65,6
Т195К	195	28	9,50	13,8	0,0139	0,0139	50,8
28/16-172	172	24	8,22	20,5	0,0239	0,0239	44,2
А6К3С	164	20	6,22	18,1	0,0191	0,0232	39,8

Примечание. Число ступеней – 1; плотность бурового раствора – 1000 кг/м^3 (техническая вода).

преобразованные формулы, определяющие крутящий момент, и перепад давления на режиме максимальной мощности:

$$M = 2\pi\, Q\rho r^2 nz; \tag{10.4}$$

$$p = 4\pi^2 \rho r^2 \frac{rz}{\eta}, \tag{10.5}$$

где p – перепад давления на турбине; η – максимальный КПД.

При перерасчете показателей характеристики турбины на другие значения расхода, плотности жидкости и числа ее ступеней следует пользоваться выражениями

$$n \sim Q;\ M \sim Q^2;\ p \sim Q^2;\ N \sim Q^3;\ \eta_{in} \sim Q;$$

$$n_{in} \sim \rho;\ M \sim \rho;\ p \sim \rho;\ N \sim \rho;\ \eta_{in} \sim \rho; \tag{10.6}$$

$$n_{in} \sim z;\ M \sim z;\ p \sim z;\ N \sim z;\ \eta_{in} \sim z,$$

где N – мощность турбины.

Турбины турбобуров изготовляют из низколегированной стали преимущественно цельнолитыми в земляные формы и составными, когда лопаточный венец выплавляют методом точного литья по моделям. Впускают также лопаточные венцы, изготовленные из пластмассы. Стойкость пластмассовых венцов, как правило, намного ниже стойкости стальных.

Характеристики турбин определяют экспериментально при испытаниях на специальном турбинном стенде (табл. 10.7)

10.1.10. ВНЕШНЯЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОБУРА

Эта характеристика представляет собой графическую зависимость момента и мощности от скорости вращения вала турбины с учетом потерь энергии в осевой опоре. В отличие от стендовой внешняя характеристика позволяет оценить энергетические параметры, непосредственно затрачиваемые турбобуром на процесс разрушения горной породы долотом. Внешнюю характеристику можно получить теоретически или на стенде, дополнительно оборудованном специальными устройствами, позволяющими осуществлять процесс бурения в лабораторных условиях.

Нагрузка P на осевую опору определяется тремя величинами:

$$P = T + G - R, \tag{10.7}$$

где T – гидравлическая сила, возникающая под действием перепада давления на подвижные элементы турбобура; G – вес подвижных деталей турбобура, включая долото; R – реакция забоя, равная по значению осевой нагрузке на долото.

Гидравлическую силу приближенно можно определить по формуле

$$T \approx \frac{\pi D_{ср}^2}{4}(\Delta p_п + \Delta p_т + \Delta p_д), \tag{10.8}$$

где $D_{ср}$ – осредненный диаметральный размер для серийного турбобура; $\Delta p_п$, $\Delta p_т$, $\Delta p_д$ – перепад давления соответственно в пяте, турбине и долоте.

Величина в скобках представляет собой общий перепад давления в турбобуре и долоте $\Delta p_{т.д}$, поэтому можно записать

$$T \approx F_{ср}\, \Delta p_{т.д}. \tag{10.9}$$

Значение $\Delta p_{т.д}$ определяют опытным путем. Эти данные также можно найти в справочной литературе. В современных многосекционных турбобурах осевая гидравлическая сила достигает 120–150 кН.

В результате действия суммарных осевых сил в опоре возникает момент сопротивления, на преодоление которого затрачивается часть энергии турбины турбобура. Момент сил трения в пяте

$$M_п = P\mu r_п, \tag{10.10}$$

где P – осевая нагрузку на пяту; μ – коэффициент трения в пяте; $r_п = (R_н^3 - R_в^3)/(R_н^2 - R_в^2)$ – приведенный радиус трения ($R_н$, $R_в$ –

соответственно наружный и внутренний радиусы трущихся поверхностей).

Коэффициент трения резинометаллической пяты зависит от большого числа факторов. Наиболее существенное влияние оказывают удельная нагрузка на трущихся поверхностях, скорость скольжения, качество и количество промывочной жидкости, конструктивное исполнение элементов осевой опоры.

По мере увеличения удельной нагрузки до 0,6–0,8 МПа коэффициент трения снижается до минимума, затем вновь возрастает. Фактическая удельная нагрузка в момент запуска турбобура составляет 0,8–1,2 МПа. Коэффициент трения зависит также от скорости скольжения. Значение коэффициента максимально при страгивании пяты. Этим объясняются затруднения при пуске турбобура.

Внешнюю характеристику турбобура строят с учетом потерь энергии в осевой опоре турбобура. Силы трения в радиальных опорах ввиду их незначительности обычно не учитывают:

$$M_д = M - M_п, \tag{10.11}$$

где $M_д$ – крутящий момент, передаваемый на долото; M – вращающий момент турбины; $M_в$ – момент сопротивления в осевой опоре (пяте).

Момент, развиваемый турбиной, в зависимости от скорости вращения вала представляет собой прямую линию:

$$M_т = M_{max}(1 - n/n_{max}). \tag{10.12}$$

Момент сопротивления в пяте можно выразить следующим образом:

$$M_п = \pm(T + G - R)\mu r_п. \tag{10.13}$$

Знак перед скобкой зависит от соотношения величины $(T + G)$ и R. Если $(T + G) > R$, нагрузка на подпятники действует сверху. В этом случае берется знак «+». Знак «–» соответствует условию $(T + G) < R$, когда загружена нижняя поверхность резиновой обкладки подпятника осевой опоры. Равенство $(T + G) = R$ соответствует плавающему режиму работы осевой опоры турбины. При использовании полного выражения $(T + G - R)$ в расчетах можно брать модуль числовых значений, заключенных в скобки.

Рабочий момент турбобура для турбины с известными экстремальными параметрами

$$M_р = M_{max}\left(1 - \frac{n}{n_{max}}\right) - |(T + G - R)|\,\mu r_п. \tag{10.14}$$

Выражение (10.14) можно использовать для построения характеристики турбобура при известной закономерности изменения частоты вращения вала в зависимости от осевой нагрузки на долото. Связь между этими параметрами выражается через моментоемкость долота. Лабораторные и промысловые эксперименты показывают, что момент на долоте можно приближенно выразить формулой

$$M_д = M_{уд} R, \tag{10.15}$$

где $M_{уд}$ – удельный момент.

Тогда

$$R = M_д/M_{уд}. \tag{10.16}$$

Считая, что $M_р = M_д$, и вводя выражение (10.16) в уравнении (10.14), связывают осевую нагрузку на долото с частотой вращения вала турбобура. Взаимосвязь обусловлена тем, что момент сопротивления долота, соответствующий заданной осевой нагрузке, вводится в формулу

$$M_р = \frac{1}{1 \pm \mu r_п / M_{уд}}\left[M_{max}\left(1 - \frac{n}{n_{max}}\right) \mp (T + G)\mu r_п\right], \tag{10.17}$$

которая выражает функциональную зависимость рабочего момента от частоты вращения вала. При таком решении рабочий момент в любой точке характеристики отражает не фактический момент сопротивления долота, а частоту, при которой это сопротивление преодолевается валом турбобура.

Введя обозначение

$$\frac{1}{1 \pm \mu r_п / M_{уд}} = \psi, \tag{10.18}$$

получаем

$$M_р = \psi\left[M_{max}\left(1 - \frac{n}{n_{max}}\right) \mp (T + G)\mu r_п\right]. \tag{10.19}$$

Мощность турбобура $N_р$, реализуемую на долоте, определяют из условия

$$N_р = M\omega;\ N = \frac{\pi n}{30}\psi\left[M_{max}\left(1 - \frac{n}{n_{max}}\right) \mp (T + G)\mu r_п\right]. \tag{10.20}$$

На рис. 10.8 линии *1* и *2*, построенные по формулам (10.19) и (10.20), представляют собой внешнюю характеристику турбобура. Характеристики турбины $M - n$ и $N - n$ показаны линиями *3* и *4*. Характеристика момента турбобура представлена двумя прямыми AC и CB, пересекающимися в точке C. Прямая CB отно-

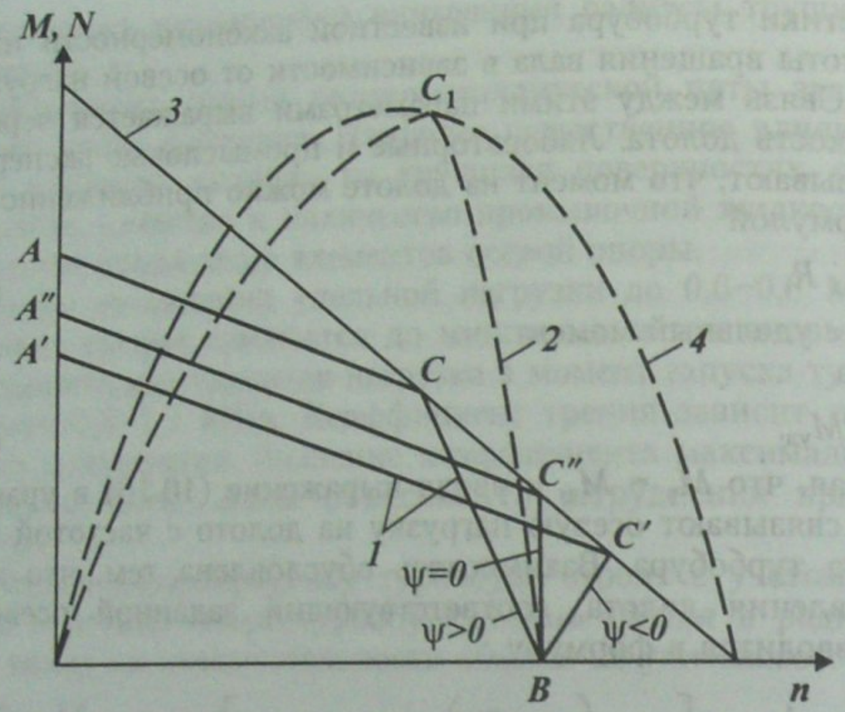


Рис. 10.8. Внешняя характеристика турбобура

сится к случаю, когда $R < (T + G)$ – знак «–», прямая AC соответствует условию $R > (T + G)$ – знак «+». Точка C представляет собой случай, когда $R = (T + G)$. Это условие соответствует моменту работы турбобура при разгруженной пяте.

Наклон прямых AC и CB зависит от значения ψ. Коэффициент $\psi > 0$, когда $M_{уд} > \mu r_п$. В этом случае прямая CB наклонена влево от вертикали, так как удельный момент на долоте больше удельного момента трения в пяте и повышение нагрузки на долото вызывает общее повышение загруженности вала турбобура. Когда удельный момент на долото меньше удельного момента сопротивления пяты, повышение нагрузки на долото вызывает снижение момента сопротивления вала турбобура (прямая $C'B$). Этому случаю соответствует условие $\psi < 0$. При $\psi = \infty$ прямая $C''B$ вертикальна. Тогда изменение нагрузки до точки C'' не влияет на загруженность вала турбобура.

После прохождения точки C нагрузки в пяте суммируются, поэтому при повышении нагрузки на долото в любом случае нагрузка на вал турбобура возрастает. Однако в зависимости от значения ψ угол наклона прямых AC, $A'C$ и $A''C$ различный.

Точка B соответствует положению, когда турбобур оторван от забоя и на осевую опору действуют только гидравлическая нагрузка и вес роторной части турбобура. Частоту вращении в точке B называют разгонным числом оборотов турбобура. Разгонное число $n_р$ при постоянных T и G зависит от коэффициента трения в резинометаллической паре осевой опоры. При повышении коэффициента трения разгонное число смещается влево, т.е. частота вращения вала при пуске снижается.

Площади, заключенные между прямыми ACB, $A'C'B$ и $A''C''B$ и прямой *3* (см. рис. 10.8), пропорциональны затратам энергии в осевой опоре турбобура в случае применения резинометаллической пяты. Применение пяты качения существенно снижает непроизводительные затраты энергии в соевой опоре, так как коэффициент трения качения в 5–6 раз меньше коэффициента трения скольжения, имеющего место в резинометаллическом подшипнике.

Положение точки C на прямой *3* зависит также от коэффициента ψ. Рост значения ψ, а следовательно, и удельного момента сопротивления забоя приводит к перемещению точки разгружения пяты по линии момента турбины к тормозному режиму. Высокие удельные моменты на долоте наблюдаются при бурении мягких пород. В твердых породах удельный момент на долото ниже, поэтому точка C смещается в зону высоких скоростей. Это условие менее благоприятно с точки зрения рациональности режима отработки долота. Поэтому для перемещения разгонного числа и соответственно точки C в зону низких скоростей необходимо применять при бурении долота, обладающие относительно высокой удельной моментоемкостью. Смещение возможно также при использовании маховика, устанавливаемого между валом турбобура и долотом. В этом случае разгонное число перемещается в сторону тормозного режима вследствие увеличения нагрузки на осевую опору и, как следствие, повышения момента сопротивления пяты.

Конечная цель расчетов заключается в определении числа ступеней турбины и ступеней ГТ (если это необходимо), обеспечивающих необходимые значения крутящего момента и частоты вращения при заданных расходах и плотности бурового раствора. Разумеется, это число следует округлять для того, чтобы оно соответствовало целому числу турбинных секций.

Расчет характеристики турбобура целесообразно вести для нескольких вариантов использования имеющихся турбин и ступеней ГТ. Затем выбирают вариант, который обеспечивает заданные параметры характеристики при меньшем перепаде давления на турбобуре, или вариант, который дает возможность обходиться меньшим числом турбинных секций.

10.2. ТИПЫ ТУРБОБУРОВ

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 турбоуры 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. 10.8), 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.

В соответствии с требованиями ГОСТ 26673–85 предусмотрено изготовление турбобуров одно-, двух- 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.

После принятия ГОСТ 26673–85 в конструкцию турбобуров внесено множество усовершенствований и разработано значительное число новых типов и конструкций турбобуров (табл. 10.9).

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 (см. рис. 10.3) изготовляют 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, действующие на вал в процессе эксплуатации. В нижней части вала имеются окна для прохода бу-

Таблица 10.8

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	17 250	26 250	25 400	24 950	25 700	25 700	23 290	23 225
Общее число секций	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											
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
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

Таблица 10.9

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	15 800	12 775	13 635	15 340	14 035	15 030	21 715	25 270
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	2	3	3	2	2	2	3	3
с турбинами и решетками гидродинамического торможения	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
шпиндельных	–	–	–	–	1	1	–	–	–	–	–	–	–	–	1
Число ступеней в турбобуре:															
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	3-147	3-147	3-171	3-189	3-189	3-189	3-171	3-171	3-76	3-101	3-121	3-147	3-171	3-171	3-121
к долоту	3-117	3-117	3-152	3-171	3-171	3-171	3-152	3-152	3-76	3-88	3-121	3-121	3-147	3-147	3-121
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	6,6	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. 10.9

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	23 550	26 110	23 550	25 400	25 700	25 700	23 825	12 700	18 170	25 850	25 870	16 800	17 600	16 550	17 245
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	2	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
Число ступеней в турбобуре:															
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	3-147	3-147	3-171	3-121	3-147	3-147	3-171	3-88	3-147	3-147	3-147	3-121	3-147	3-171	3-147
к долоту	3-121	3-121	3-147	3-117	3-117	3-117	3-152	3-76	3-117	3-117	3-117	3-117	3-117	3-152	3-117
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	2600–3100	3600–4600	5000–5700	2000–3200	2600–3600	2600–3600	3500–4400	–	340–760	3800–4320	4140–5510	1360–2160	3800	6200	–
на рабочем режиме	1300–1550	1800–2300	2500–2850	1000–1600	1300–1800	1300–1800	1750–2200	1500–1900	170–381	1900–2160	2070–2755	680–1200	1900	3100	1680
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. 10.9

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	16 675	24 430	24 950	23 290	15 600	26 250	18 300	25 800	18 400	10 745	9660	10 310	9715	10 110	10 170	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	3	3	3	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:																
турбин	186	252	232	210	414	426	374	444	296	109	95	106	–	105	93	52
решеток гидродинамического торможения	–	–	146	130	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
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	293–652	3580	3400	3575	3115	1300–1540	1620–2180	4080–4900	–	–	–	–
на рабочем режиме	2740	1020	1900	3100	147–326	1790	1700	1790	1560	650–770	810–1090	2040–2450	785	870	1370	900–1300
Частота вращения выходного вала, об/мин:																
в режиме холостого хода	–	–	–	–	–	870	740	690	790	1340–1450	1320–1540	1320–1450	–	–	–	–
в рабочем режиме	420	325	300	235	–	530	370	350	400	670–715	660–780	660–725	700	515	420	320–340
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	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица 10.10

Технические характеристики односекционных турбобуров 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
Диаметр рекомендуемых долот, мм	190,5–215,9	215,9–244,5	269,9–295,3
Присоединительная резьба:			
к бурильным трубам	3-147	3-147	3-189
к долоту	3-117	3-117	3-152

рового раствора и к нему снизу через предохранительный переводник присоединяется долото.

Турбобуры, серийно выпускаемые на Кунгурском машиностроительном заводе, имеют некоторые отличия и их параметры и энергетические характеристики приведены в табл. 10.10 и 10.11.

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 Т12РТ-240 в отличие от базового турбобура 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.

Турбобуры односекционные бесшпиндельные унифицированные ТУ240К (см. табл. 10.9) являются двигателями нового поколения и предназначены для бурения верхних интервалов глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения, а также для использования в качестве нижней

Таблица 10.11

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

Показатель	Т105К	3ТСШ1-172	Т12М3Б-172	ТПС-172	А7ГТШ	3ТСШ1-195	А9ГТШ	3ТСШ1-240
Диаметр корпуса, мм	105	172	172	172	195	195	240	240
Длина в сборе, мм	12 700	25 400	26 250	26 250	24 950	25 700	23 290	23 225
Масса, кг	590	3530	3325	3325	4425	4790	6125	5975
Число ступеней в турбобуре	303	336	426	426	228	330	210+99 ступеней гидроторможения	315
Расход рабочей жидкости, л/с	8–12	20–25	25	25	30	30–35	45	32–34
Частота вращения вала турбобура, $с^{-1}$	10,6–16,0	8,3–10,5	7,3	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	6,5	6,9	3,9–5,3	5,5	5,5–6,2
Момент силы на валу, Н·м	170–381	1128–1765	1746	1746	1814	1481–2009	3060	2648–2991
Диаметр рекомендуемых долот, мм	120,6–151,0	190,5–215,9	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	3-88	3-121	3-121	3-121	3-147	3-147	3-171	3-171
к долоту	3-76	3-117	3-117	3-117	3-117	3-117	3-152	3-152
Присоединительный размер к шпинделю, мм	50±5	360±0,5	310±5	310±5	310±5	310±0,5	290±0,5	290±0,5

секции для комплектации двух- и трехсекционных шпиндельных унифицированных модульных турбинно-винтовых двигателей 2ТУ240КД.

Турбобуры с наружным диаметром 240 мм применяются при бурении скважин шарошечными и безопорными долотами различных типов и серий 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 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 с пониженной осевой высотой, обеспечивающих в существующих стандартных габаритах серийных турбобуров повышение на 25 % момента силы с единицы длины вала турбобура.

Турбины пониженной высоты изготовляются 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, упроченного 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.

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 (см. табл. 10.9).

Турбобуры типа ТВШ (рис. 10.9) выпускаются с наружным диаметром 240, 195 и 172 мм для комплектации роторно-турбинных буров диаметрами от 394 до 640 мм. Они могут ис-

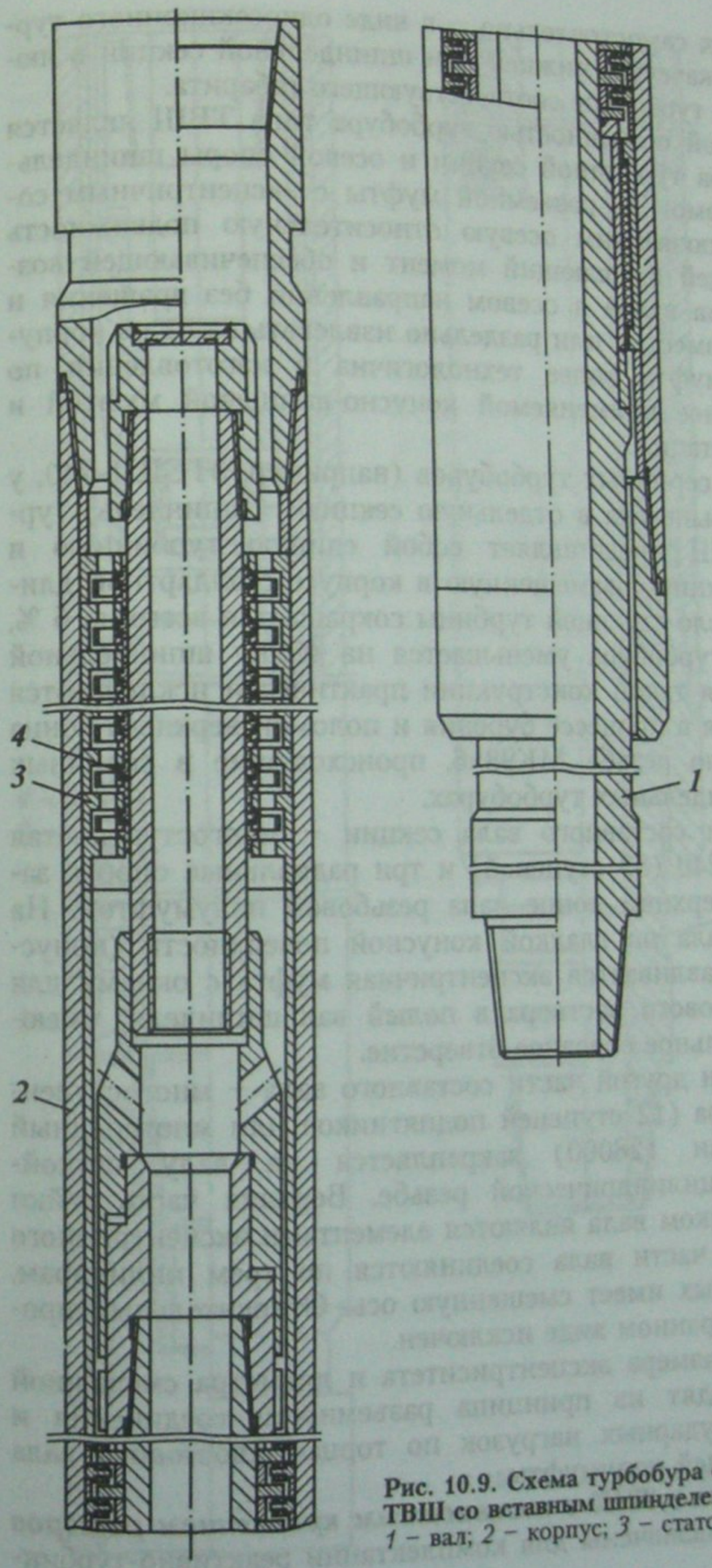


Рис. 10.9. Схема турбобура односекционного типа ТВШ со вставным шпинделем:
1 – вал; *2* – корпус; *3* – статор; *4* – ротор

пользоваться 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, ЗТСШ1-240, у которого опора вынесена в отдельную секцию – шпиндель) турбобур типа ТВШ представляет собой единую турбинную и шпиндельную секцию, размещенную 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 исключаются отворот шпинделя в процессе бурения и поломки верхнего конца вала шпинделя по резьбе МК98×6, происходящие в серийных секционных шпиндельных турбобурах.

Рабочий орган составного вала секции – многоступенчатая турбина 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 поворот 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.

Турбобуры типа ТНК с независимым креплением роторов (рис. 10.10) предназначены для комплектации реактивно-турбин-

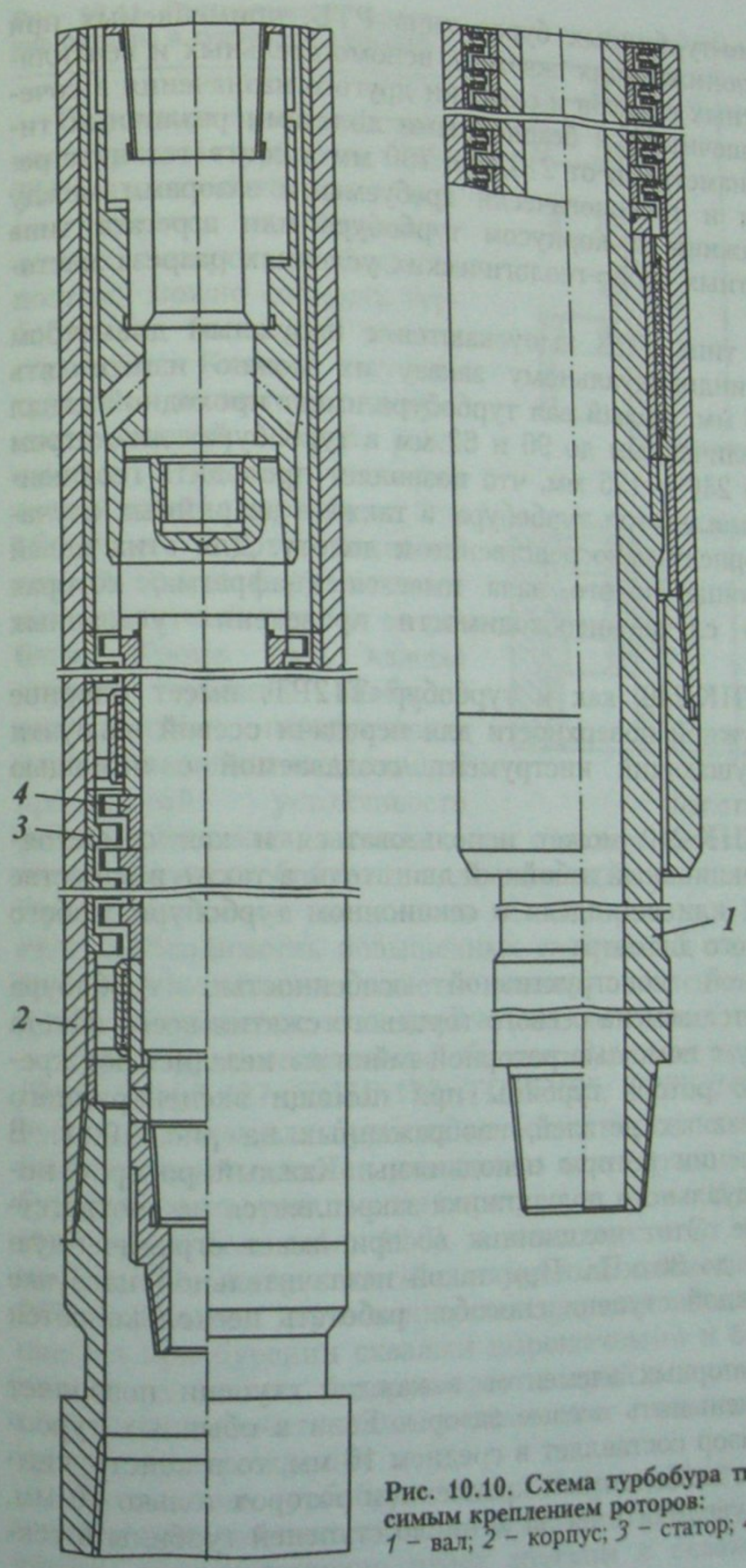


Рис. 10.10. Схема турбобура типа ТНК с независимым креплением роторов:
1 – вал; *2* – корпус; *3* – статор; *4* – ротор

ных 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.

Турбобуры типа ТНК выпускаются с наружным диаметром 240 мм. По индивидуальному заказу их можно изготовлять диаметром 195 мм. Полый вал турбобура имеет проходной канал диаметром, увеличенным до 90 и 62 мм в турбобурах диаметром 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.

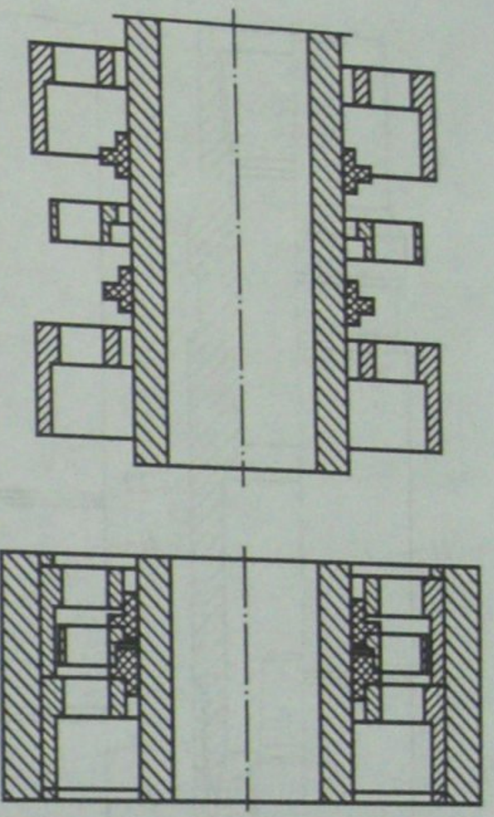
Турбобур ТНК-240, как и турбобур Т12РТ, имеет опорное кольцо на наружной поверхности для передачи осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент, создаваемой с помощью грузов-утяжелителей.

Турбобур 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 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. 10.11. В осевом направлении роторы неподвижны. Каждый ротор с помощью индивидуального подшипника закрепляется на соответствующем 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.

Рис. 10.11. Эксцентричное крепление роторов в турбобуре ТНК-240



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.

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 (см. табл. 10.9), 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. 10.12) в виде отдельных секций доставляются на буровую, где осуществляется их сборка непосредственно перед спуском в скважину. При этом

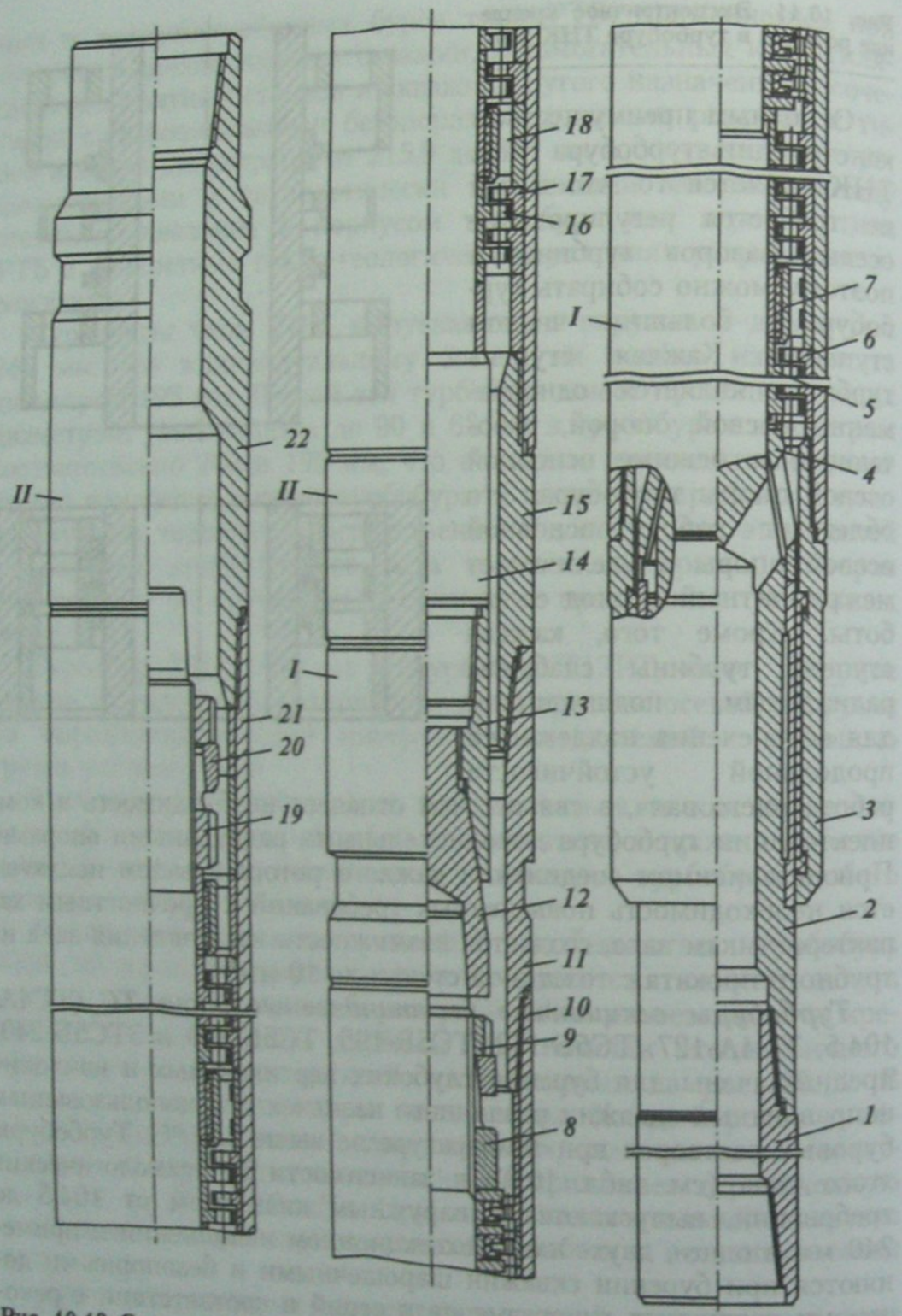


Рис. 10.12. Схема турбобура секционного бесшпиндельного типа ТС (ТС5Б-240): *I* – секция нижняя; *II* – секция верхняя; *1* – переводник вала; *2* – вал; *3* – ниппель; *4* – упор; *5* – ротор; *6* – статор; *7, 18* – опора средняя; *8* – гайка роторная; *9* – контргайка; *10* – корпус; *11* – переводник; *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

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.

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.

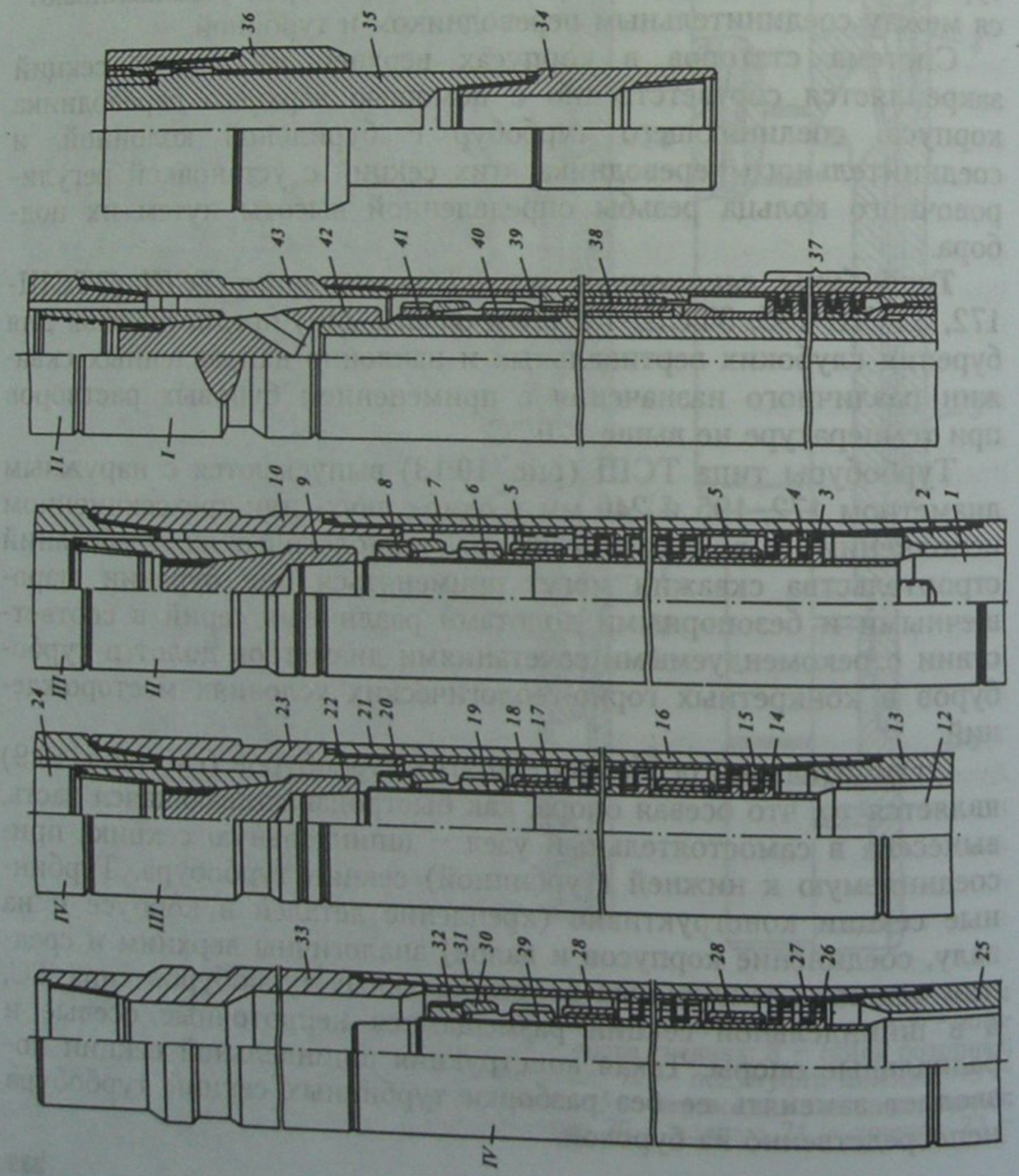
Система статоров в корпусах верхней и средних секций закрепляется соответственно с помощью верхнего переводника корпуса, соединяющего турбобур с бурильной колонной, и соединительного переводника этих секций с установкой регулировочного кольца резьбы определенной высоты путем их подбора.

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. 10.13) 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 (см. табл. 10.9) 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.

Рис. 10.13. Схема турбобура секционного шпиндельного типа ТСШ1 (ЗТСШ-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; *24* – вал верхней секции; *30* – колпак; *33* – переводник верхний; *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



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

Турбобуры секционные шпиндельные унифицированные типа ТСШ1 (ЗТСШ1-172, ЗТСШ1-195, ЗТСШ1-195ТЛ и ЗТСШ1-240) 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 ЗТСШ1-172, ЗТСШ1-195, ЗТСШ1-195ТЛ и ЗТСШ1-240 (см. табл. 10.9) 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. 10.14) представляет собой многоступенчатую гидравлическую турбину осевого типа, выполненную в турбобурах ЗТСШ1-172 и ЗТСШ1-195 цельнолитой, а в турбобурах ЗТСШ1-195ТЛ – составной. Проточная часть последнего турбобура оснащена турбинами, изготовленным 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 до-

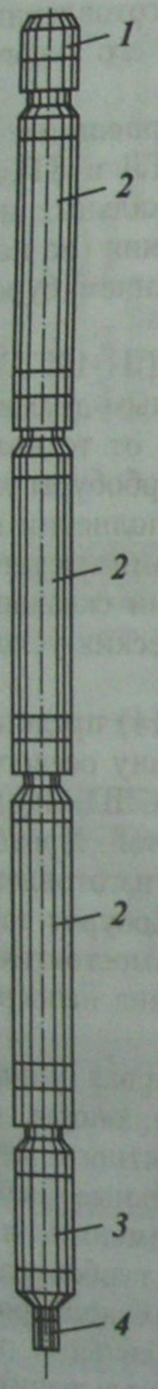


Рис. 10.14. Турбобур секционный шпиндельный унифицированный типа 3ТСШ1:
1 – переводник к бурильным трубам; *2* – секция турбинная; *3* – секция шпиндельная; *4* – переводник вала

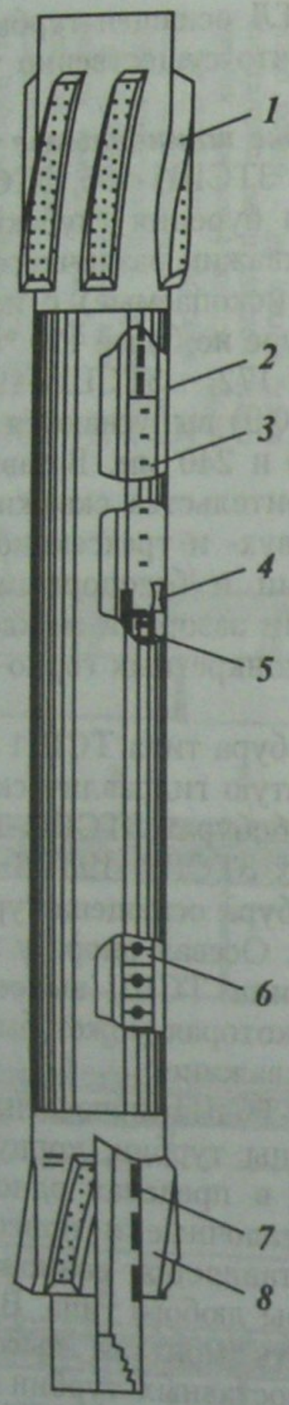


Рис. 10.15. Шпиндель типа ШД

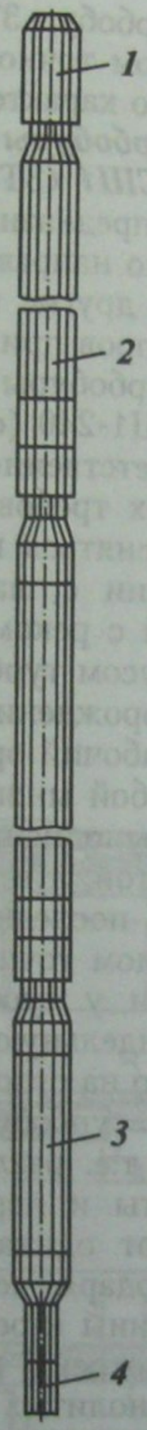


Рис. 10.16. Турбобур секционный шпиндельный типа ТСША для бурения алмазными долотами:
1 – переводник к бурильным трубам; *2* – секция турбинная; *3* – секция шпиндельная; *4* – переводник вала

пустимой 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 помощь 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.

К этому же типу забойных двигателей относятся унифицированные двух- и трехсекционные турбобуры 2Т195К и 3Т195К (см. табл. 10.9) с улучшенной энергетической характеристикой, базирующейся на турбине, обеспечивающей повышение не менее чем на 30 % значения момента силы на выходном валу. Ступени турбины изготовляются 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 турбины всех типов, в том числе и комбинированные (металлопластмассовые) турбины Т195К.

Применение современных технологических процессов упрочнения рабочих поверхностей дисков пяты, втулок радиальных опор, опор качения, а также 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 дроссельного устройства нового типа 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.

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 3Т105К (см. табл. 10.9) 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 3Т105К существенно отличается от известных конструкций турбобуров ТС4А-104,5, ТПС-105 и др.

Турбобур 3Т105К состоит из трех турбинных и одной шпиндельной секций и базируется на турбине пониженной осевой высоты – 24/8-105. Турбины изготовляются 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.

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 ТВ1-102, ТШ-108Б и ТГ-124 (табл. 10.12) диаметром 102, 108 и 124 мм.

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

В шпинделе типа ШД (рис. 10.15) 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* устанавли-

Таблица 10.12

Технические характеристики 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	14 600	19 200	8850	12 270	9160	12 940
Масса, кг	630	740	435	610	930	1330
Диаметр долота, мм	118–151	118–151	120,6–151,0	120,6–151,0	139,7–158,7	139,7–158,7
Присоединительная резьба:						
к долоту	З-76	З-76	З-76	З-76	З-88	З-88
к бурильным трубам	З-88	З-88	З-88	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

вается вместо ниппеля, а другой *1* – вместо верхнего соединительного переводника.

Турбобуры секционные шпиндельные типа ТСША (3ТСШ-195ТЛ, 3ТДШ-195А и 3ТДШ-240А) (рис. 10.16) 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 3ТСШ1 и выпускаются с наружным диаметром 195 и 240 мм. В отличие от базового, турбинные секции турбобура 3ТСША-195ТЛ укомплектованы специальной высокооборотной, высокомоментной турбиной 21/16,5-195ТЛ, изготовленной методом точного литья по выплавляемым моделям, благодаря чему обеспечивается возможность бурения нефтяных и газовых скважин долотами с вооружением из натуральных и искусственных алмазов.

Отличительной особенностью конструкции шпиндельных секций турбобуров 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 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 3ТСШ1-195.

Основные параметры и энергетические характеристики турбобуров 3ТДШ-195А, 3ТСША-195ТЛ и 3ТДШ-240А при промывке водой приведены в табл. 10.13.

Турбобуры секционные шпиндельные с наклонной линией давления типа АШ (А6Ш, А7Ш, А7Ш2, А9, А9Ш2) предназначены для бурении вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с использованием утяжеленных буровых растворов при температуре выше 120 °С (см. табл. 10.9).

Турбобуры типа АШ (рис. 10.17) 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 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

Таблица 10.13

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

Показатель	3ТДШ-195А	3ТСША-195ТЛ	3ТДШ-240А
Наружный диаметр, мм	195	195	240
Длина в сборе, мм	26 700	25 700	23 200
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

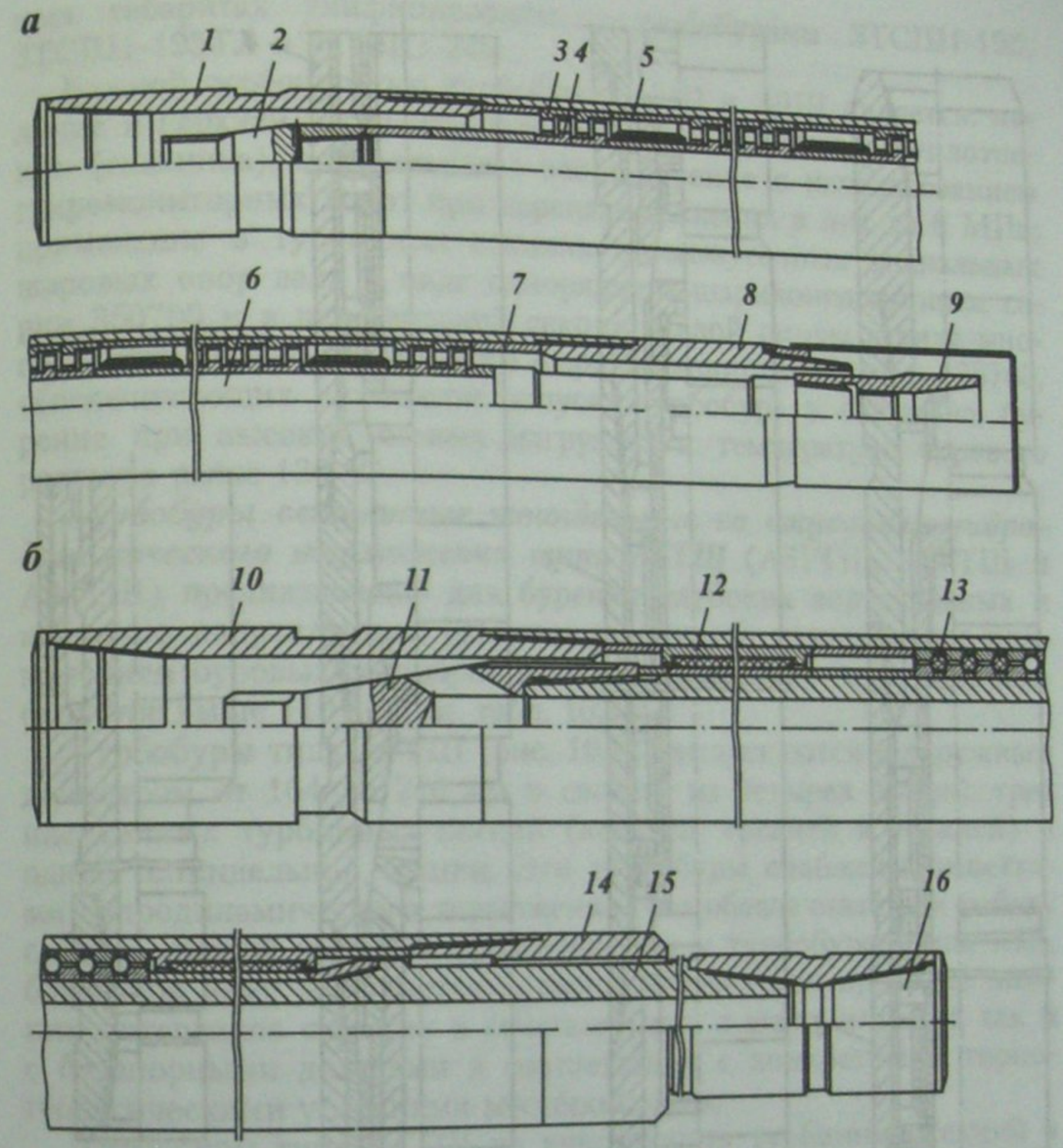
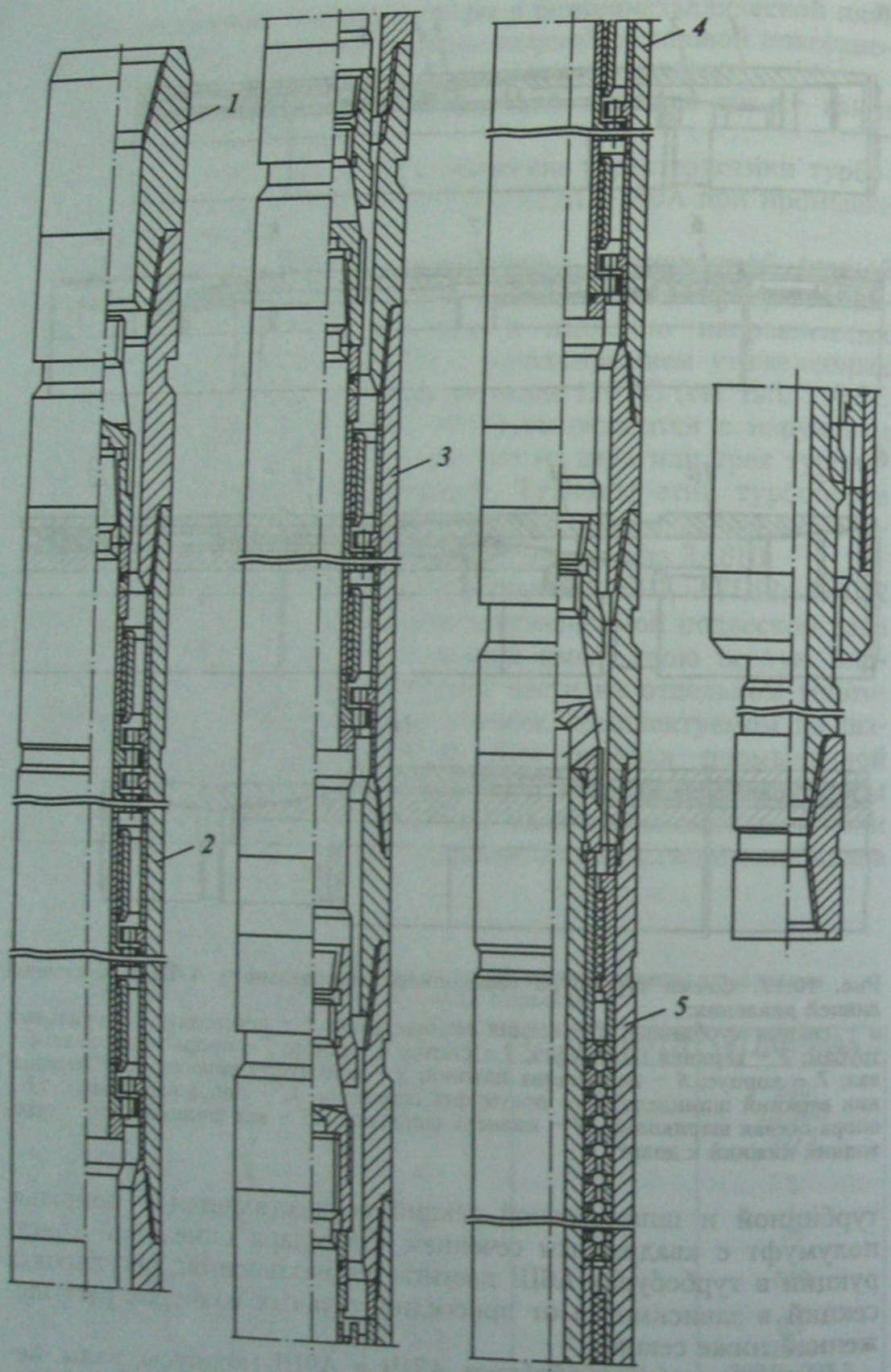


Рис. 10.17. Схема турбобура секционного шпиндельного А7Ш с наклонной линией давления:
а – секция турбинная; *б* – секция шпиндельная; *1* – переводник к бурильным трубам; *2* – верхняя полумуфта; *3* – статор; *4* – ротор; *5* – опора радиальная; *6* – вал; *7* – корпус; *8* – переводник нижний; *9* – 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

турбинной и шпиндельной секций осуществляется с помощью полумуфт с квадратным сечением. Благодаря описанной конструкции в турбобурах А6Ш достигается независимая регулировка секций в зависимости от присоединительных размеров расположенной ниже секции.

Базовые детали турбобуров А7Ш и А9Ш (корпусы, валы, переводники и средние опоры турбинных секций) в соответствую-



щих габаритах унифицированы с турбобурами 3ТСШ1-195, 3ТСШ1-195ТЛ и 3ТСШ1-240.

Важной особенностью турбобуров 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.

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 (см. табл. 10.9).

Турбобуры типа АГТШ (рис. 10.18) 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 ТСШ1, кроме турбобура А6ГТШ, который имеет независимую подвеску валов, аналогичную турбобуру А6Ш.

В 90-е годы XX века создано несколько новых модификаций серийных турбобуров А7Ш, в частности 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 момен-

Рис. 10.18. Схема турбобура секционного шпиндельного типа АГТШ (А9ГТШ, А7ГШ1) со ступенями гидродинамического торможения:
1 – переводник к бурильным трубам; *2* – секция турбинная верхняя; *3* – секция турбинная средняя; *4* – секция турбинная нижняя; *5* – секция шпиндельная

том. Они обеспечивают в двухсекционном исполнении энергетическую характеристику, аналогичную трехсекционному турбобуру соответствующего диаметра. Подтверждение этому приведено в табл. 10.14 для турбобуров с наружным диаметром 195 мм.

Секционный шпиндельный турбобур с плавающими статорами ТПС-172 (рис. 10.19) 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 (см. табл. 10.9).

Турбобур ТПС-172 выполнен по новой конструктивной схеме, отличающейся от обычной схемы тем, что система деталей в корпусе турбинной секции не закреплена путем сжатия осевым усилием и имеет возможность осевого перемещения на 100–150 мм вдоль корпуса вместе с валом секции и деталями, закрепленными на нем. Для этого в корпусах турбинных секций по всей длине внутренней поверхности выполнен шпоночный паз глубиной 2,5 мм.

Таблица 10.14

Сравнительные энергетические характеристики турбин турбобуров диаметром 195 мм

Тип турбины	Число турбинных секций	Число ступеней турбины	Расход жидкости, л/с	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
А7Ш	2	220	30	160–180	420–460	4,6
	3	330	32	170–190	450–510	8,0–8,6
А7П3-БК	1, 2, 3	110	28	260–280	390–450	12,0–13,0
		220	24	190–205	340–390	9,0–9,6
		330	32	140–160	390–430	3,6–4,2
А7П5-195	1, 2	110	28	210–245	340–380	5,5–6,4
		120	24	235–270	255–285	6,1–7,1
А7П5-Т2	2	220	32	110–130	450–490	3,4–3,8
А7П5-195 + 26/16,6-195	1+1	110+110	28	170–200	400–430	5,2–5,7
			32	160–180	425–470	4,6
			32	160–190	430–470	5,0–5,4

Примечания: 1. Рабочая жидкость – вода. 2. Указанные параметры получены пересчетом данных по стендовым испытаниям ступеней турбины. 3. Турбины предназначены для оснащения турбобуров ЗТСШ1-195 и турбинных отклонителей.

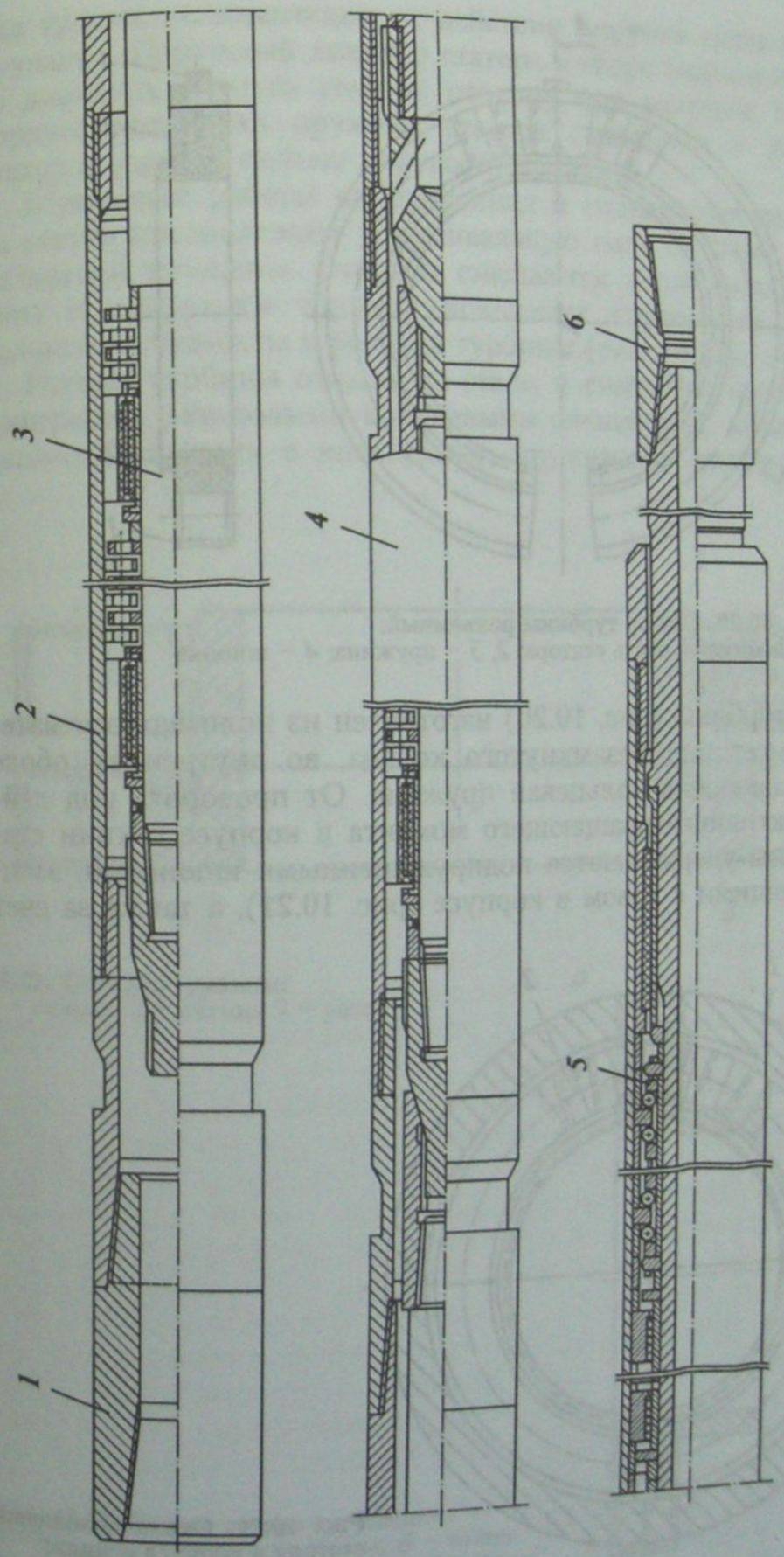


Рис. 10.19. Схема турбобура типа ТПС с плавающими статорами:
1, 6 – переводник; *2* – секция турбинная верхняя; *3* – вал турбобура; *4* – нижняя турбинная секция; *5* – шпиндель

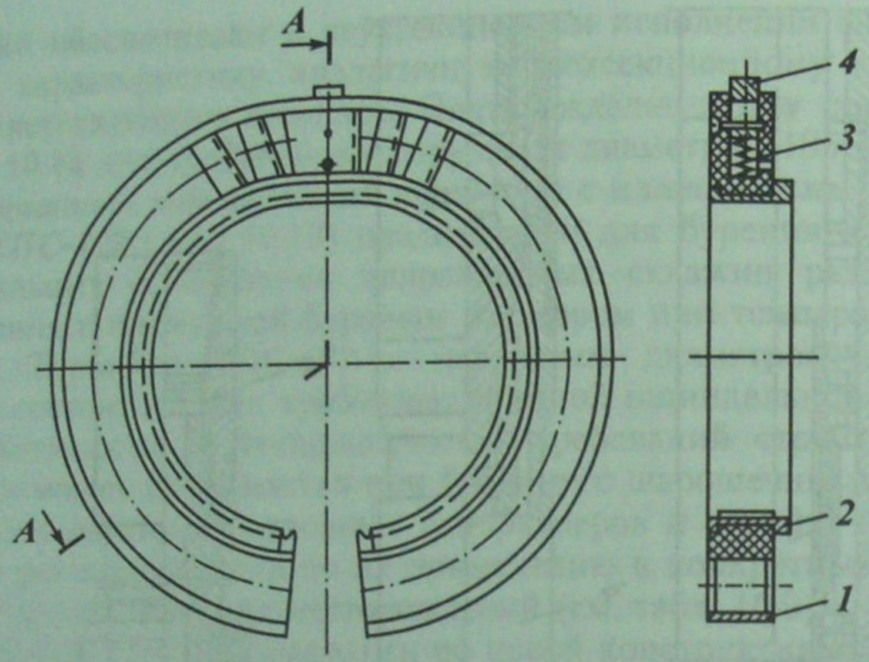


Рис. 10.20. Статор турбины разъемный:
1 – проточная часть статора; *2, 3* – пружина; *4* – шпонка

Статор турбины (рис. 10.20) 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. 10.21), а также за счет

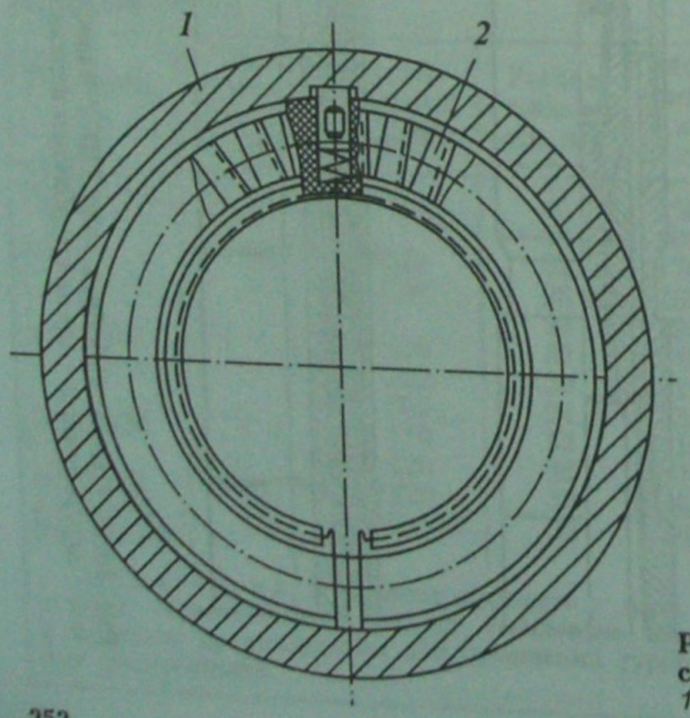
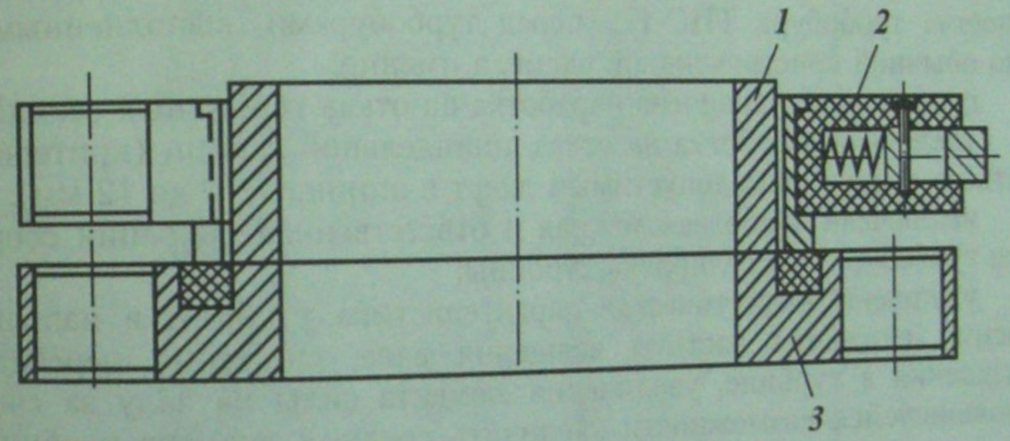


Рис. 10.21. Схема положения статора в корпусе секции:
1 – корпус; *2* – статор

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 нагрузка на статор преодолевают удерживающую силу от силы упругости кольцевой пружины. Статоры смещаются вдоль корпуса сверху вниз и опираются торцами кольцевых пружин на резиновые кольцевые элементы в роторах турбины (рис. 10.22).

Роторы турбины отлиты из стали и снабжены привулканизированными резиновыми кольцевыми элементами, которые могут взаимодействовать с кольцевыми пружинами статоров, что ис-



10.22. Ступень турбины:
1 – кольцо; *2* – статор; *3* – ротор

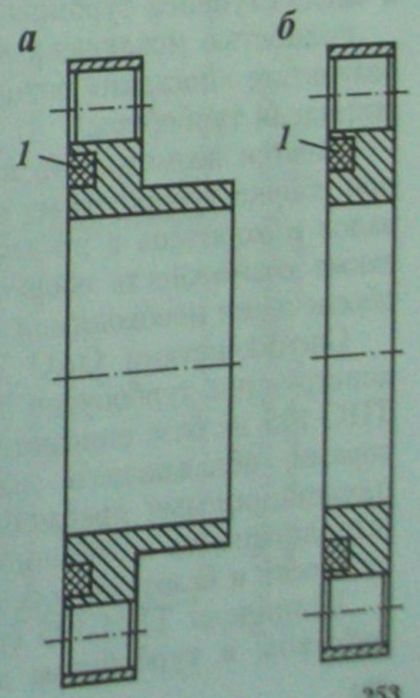


Рис. 10.23. Схемы ротора турбинного:
а – полукокильного исполнения; *б* – точного литья; *1* – резиновый кольцевой элемент

ключает соприкосновение лопаточных венцов ротора и статора, их осевой износ и разрушение.

Роторы изготовляются способом точного литья и полукокильным способом (рис. 10.23), чем объясняется некоторое различие энергетических характеристик турбобура. Ротор полукокильного исполнения в отличие от ротора точного литья изготовляется со ступицей.

В каждой турбинной секции установлено 142 ступени турбины и четыре обрезиненные радиальные опоры. В шпиндельной секции размещена 12-ступенчатая амортизированная шаровая опора качения типа ШШО и 8-ступенчатое лабиринтное уплотнение дроссельного типа в виде чередующихся радиальных опор и дисков. Кроме того, в нижней части шпинделя установлена радиальная резинометаллическая опора. Такое конструктивное решение обеспечивает определенные эксплуатационные преимущества турбобура ТПС-172 перед турбобурами, выполненными по обычной конструктивной схеме, а именно:

существенно увеличена наработка на отказ 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 число ступеней турбины в секциях;

полностью исключена возможность осевого износа турбины в результате «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.

Специалистами ОАО НПО «Буровая техника» разработаны конструкции турбобуров ТСШ1М-195, ТПС-195М, ТПС-172У и ТПС-105 на базе описанной схемы турбобура с плавающими статорами, обладающего значительными энергетическими и эксплуатационными преимуществами по сравнению с турбобурами, выполненными по обычной схеме. Их отличает повышенная надежность и безотказность в работе.

Шпиндели ТШ1-195 (рис. 10.24) и ШП-240 (рис. 10.25) разработаны к турбобурам диаметром 195 и 240 мм и оснащены

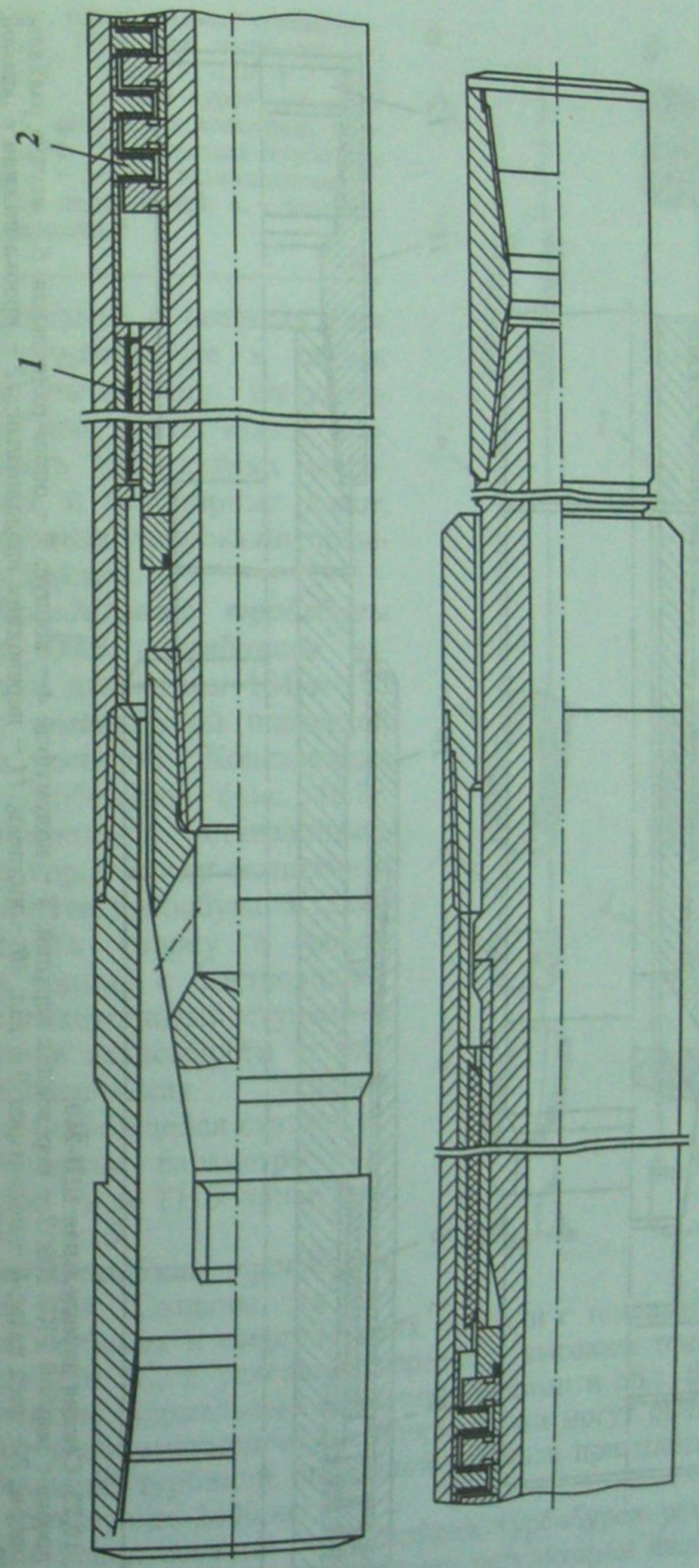


Рис. 10.24. Секция шпиндельная ТШ1-195:
1 – опора радиальная; 2 – опора осевая

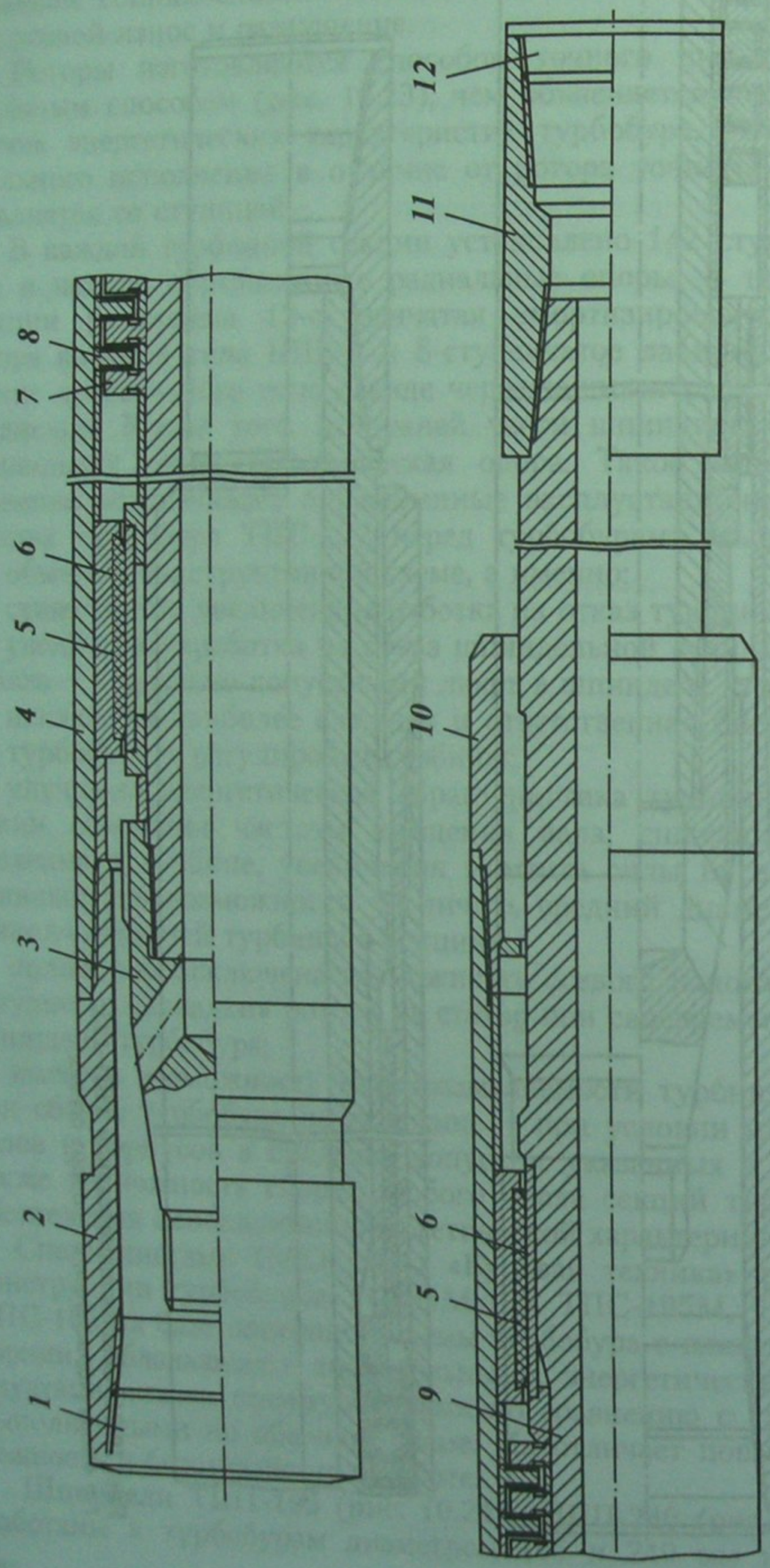
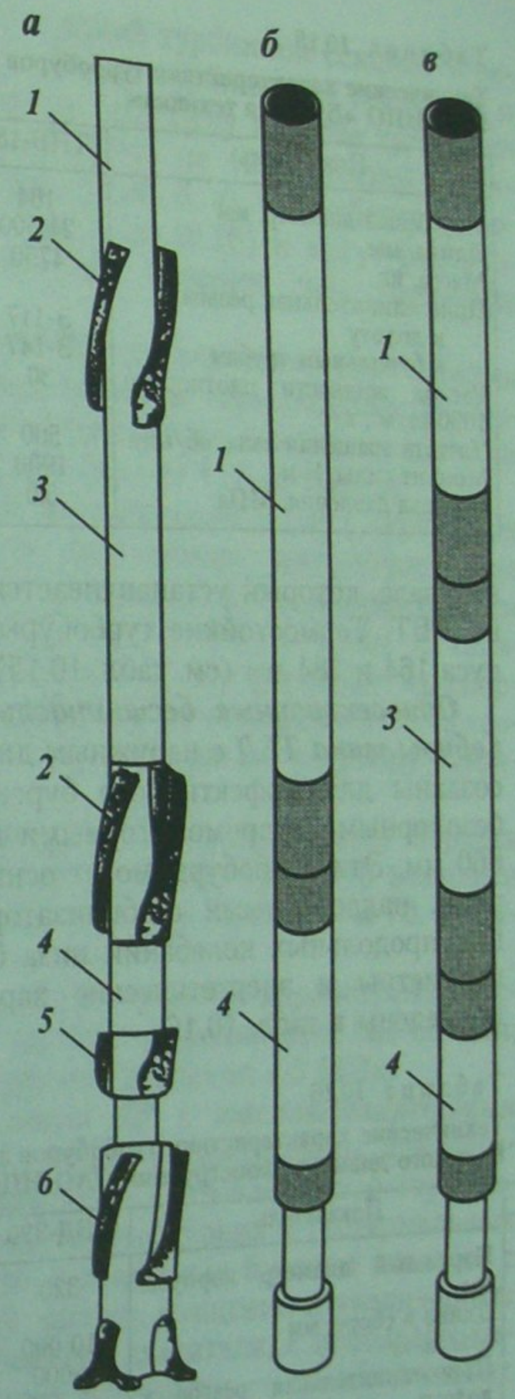


Рис. 10.25. Секция шпиндельная ШП-240:
1 – пробка с резьбой РКТ-208; *2* – переводник верхний; *3* – полумуфта; *4* – корпус; *5* – опора радиальная; *6* – втулка радиальной опоры; *7* – диск пяты; *8* – подпятник; *9* – вал; *10* – ниппель; *11* – переводник надолотный; *12* – пробка нижняя с резьбой

Рис. 10.26. Шпиндельный турбобур:
а – типа ТНБ для направленного бурения; *б* – типа 1Т-240; *в* – типа 2Т-240; *1* – секция турбинная верхняя; *2* – центратор лопастной межсекционный; *3* – секция турбинная нижняя; *4* – секция шпиндельная; *5* – центратор ниппельный; *6* – калибратор наддолотный



радиальными и осевыми опорами. Радиальные и осевая опоры выполнены непроточными, что обеспечивает возможность применения шарошечных и безопорных долот, оснащенных гидромониторными насадками.

Шпиндельные турбобуры типа ТНБ разработаны наружным диаметром 184 и 195 мм с независимой подвеской валов секций. Конструкция этих турбобуров (рис. 10.26, *а*) позволяет устанавливать центраторы между секциями и на корпусе турбобура, а также проводить 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. 10.15.

Термостойкие турбобуры типа ТТА. Созданы 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.). В них отсутствуют резинометаллические опоры и они могут быть оснащены специальной турбиной, способной работать при плотности бурового раствора до 2400 кг/м^3.

При использовании термостойких турбобуров рекомендуется работать ими совместно с забойным регулятором частоты враще-

Таблица 10.15

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

Показатель	ТНБ-184	ТНБ-195	ТТА-164	ТТА-184
Наружный диаметр, мм	184	195	164	184
Длина, мм	24 500	25 800	24 600	24 500
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

ния вала, который устанавливается под турбобуром или в колонне УБТ. Термостойкие турбобуры выполнены с диаметром корпуса 164 и 184 мм (см. табл. 10.15).

Односекционные бесшпиндельные высокомоментные турбобуры типа ТБД с наружным диаметром корпуса 280 и 320 мм созданы для эффективного бурения скважин шарошечными и безопорными гидромониторными долотами диаметром от 375 до 660 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. 10.16.

Таблица 10.16

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

Показатель	ТБД-320	ТБД-280	1Т-240	2Т-240
Наружный диаметр корпуса, мм	320	280	240	240
Длина в сборе, мм	10 000	10 000	9500	16 310
Масса, кг	5000	4500	2500	4300
Присоединительная резьба к долоту	З-152	З-171	З-189	РКТ-208
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, кН·м	3,0	2,7	2,8–5,4	5,0–9,6
Диаметр рекомендуемых долот, мм	215,9	215,9–244,5	269,9–393,7	269,9–393,7

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

Турбобуры типа Т (1Т-240 с одной турбинной секцией и серийным шпинделем и 2Т-240 с двумя турбинными секциями и серийным шпинделем) включают в себя одну или две турбинно-редукторные секции турбины ТВШ-240 по 120 ступеней в секции и шпиндельную секцию (рис. 10.26, *б*, *в*). Они обладают более высоким моментом силы (см. табл. 10.16) и могут реализовать более высокую мощность при бурении, чем турбобуры ЗТСШ1-240 и А9Ш.

Турбобур секционный 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 ТПР-105: 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.

Турбобуры редукторные типа ТР с маслонаполненными редукторами-вставками (рис. 10.27) 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).

Разработаны редукторные турбобуры с наружным диаметром 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 дви-

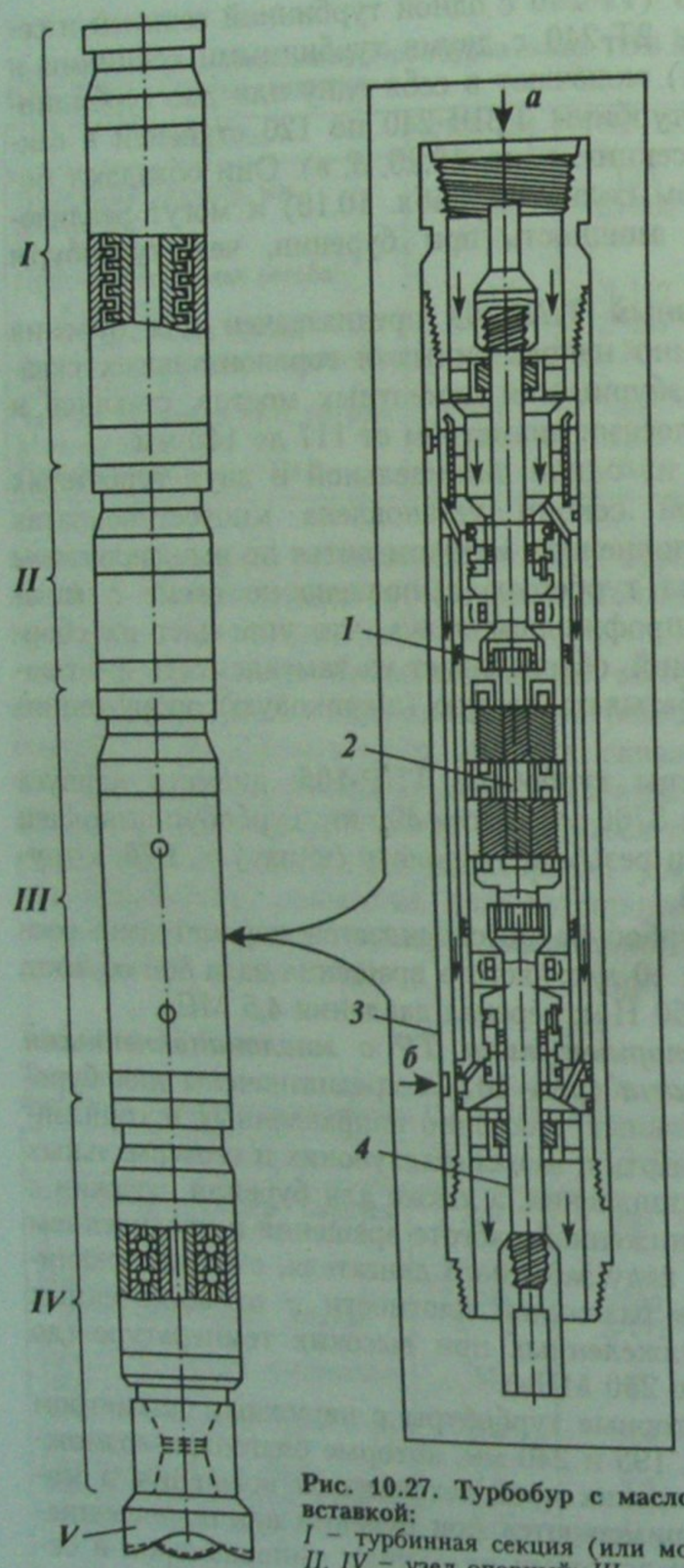


Рис. 10.27. Турбобур с маслонаполненным редуктором-вставкой:
I – турбинная секция (или модуль винтового двигателя); *II, IV* – узел опорный; *III* – редуктор-вставка; *V* – долото; *1* – входной вал; *2* – планетарная передача; *3* – корпус редуктора; *4* – вал выходной; *а* – раствор буровой; *б* – масло

гателя в конкретных горно-геологических условиях месторождений.

В основу конструкции редукторного турбобура положен агрегатный метод соединения машин. Поэтому он состоит из трех основных элементов: секций турбины, 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 разных 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. 10.27, *III*) 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;

систем маслозащиты, включающая уплотнение торцового 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.

Вставной редукторный турбобур ТРВ-142 предназначен 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.

Турбобур с маслонаполненным редуктором ТР-145Т 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 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 зубчатой 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.

Редукторный турбобур ТР-175/178 выпускается с уменьшенным наружным диаметром с целью снижения гидродинамических давлений в скважине при спуске и подъеме бурильной колонны и циркуляции бурового раствора. Турбобур представляет 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 технологии, обеспечивающей повышение качества их строительства. В турбобуре применена комбинация высокомоментной скоростной и низкооборотной турбин. 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 турбобуров приведены в табл. 10.17. Расчетные характеристики с турбинами двух типов приведены в табл. 10.18.

В редукторном турбобуре ТРМ-195 с редуктором РМ-195 осевые опоры вынесены в отдельные узлы (в виде промежуточного и нижнего шпинделя). Турбобур компонуется с турбобурами 3ТСШ1-195 с турбиной 26/16,5-195, А7Ш (секция), 2ТСШ-195, 1ТСША-195ТЛ и др. Высокая надежность турбобура обеспечивает его применение при бурении высокостойкими шарошечными долотами типов ГНУ и ГАУ с герметизированной маслонаполненной опорой и подшипниками скольжения отечественных и зарубежных фирм.

Редукторный турбобур ТРШ-195 выпускается 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 РШ3-195 длиной 4,50 м имеет два передаточных числа 3,69 и 13,62 и обеспечивает два режима работы долот типов 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 редукторным турбобуром ТРМ-195. Обычно турбобуры ТРМ-195 и ТРШ-195 используются с двумя турбинными секциями турбобура 3ТСШ1-195. Дальнейшее увеличение механической скорости бурения возможно при использовании редуктора РШ3-195 в компоновке с турбинной секцией быстроходного высокомоментного турбобура 3ТСША-195ТЛ. Выполнение турбобура ТРШ-195 в виде одной редукторной секции и компоновки его с одной турбинной секцией уменьшает затраты на ремонт и обслуживание турбобура.

Турбобур ТРМ3-195 с уменьшенной длиной редуктора-шпинделя и короткой турбиной предназначен 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 РМ3-195 имеет две ступени планетарной передачи с общим передаточным числом 13,62. Турбинная секция содержит 40 ступеней высокооборотной турбины 17/18-195 или 15/18-195ТЛ. В качестве осевых опор применены новые упорные роликовые

Таблица 10.17

Технические характеристики редукторных турбобуров

Показатель	ТРВ-142	ТР-145	ТР-175/178	ТРМ-195	ТРМ1-195Ш	ТРМ3-195	ТР-195СТ	ТР-240	ТРШ-195	ТРО3-195М
Наружный диаметр корпуса, мм	142	145	178	195	195	195	195	240	195	195
Длина, мм	8600	8000	12 987	25 105	9200	6000	13 000	10 680	12 100	14 300
Масса, кг	650	800	2000	4620	1370	800	2400	2800	2230	2600
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	34–35	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:										
к трубам	3-122	3-121	3-147	3-147	3-147	3-147	3-147	3-171	3-171	3-171
к долоту	3-102	3-88	3-117	3-117	3-117	3-117	3-117	3-152	3-102	3-88

Таблица 10.18

Технические характеристики турбобура с турбинами двух типов

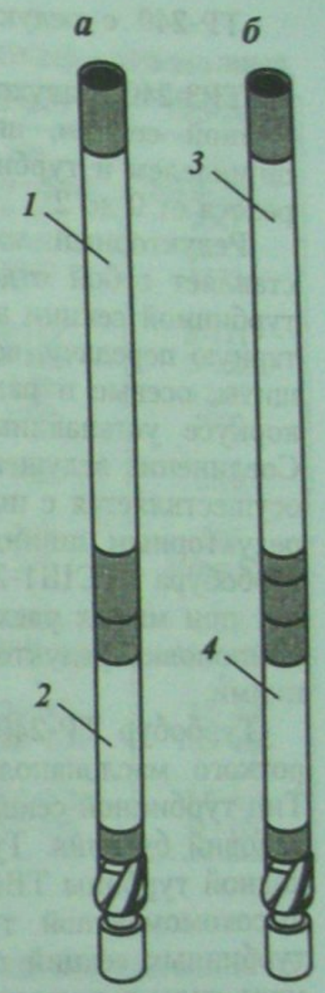
Расход бурового раствора, л/с	Частота вращения в режиме холостого хода, об/мин	Момент силы в тормозном режиме (в Н·м) при плотности раствора, кг/м³			Давление в рабочем режиме (в МПа) при плотности раствора, кг/м³		
		1000	1200	1400	1000	1200	1400
101 ступень турбины 18/18-172ТЛ							
18	431	3384	4061	4738	3,6	4,3	5,0
20	479	4178	5013	5489	4,4	5,3	6,2
22	527	5055	6066	7077	5,3	6,4	7,4
24	575	6016	7219	8422	6,3	7,6	8,9
75 ступеней турбины 18/18-172ТЛ + 39 ступеней турбины 36/10-172ТЛ							
20	385	3892	4671	5449	3,9	4,7	5,4
22	423	4710	5652	6594	4,7	5,6	6,6
24	462	5065	6726	7847	5,6	6,7	7,8
26	500	6578	7894	9209	6,6	7,9	9,2
50 ступеней турбины 18/18-172ТЛ + 77 ступеней турбины 36/10-172ТЛ							
20	315	3628	4354	5079	3,4	4,1	4,8
22	346	4390	5268	6146	4,1	5,0	5,8
24	378	5224	6269	7314	4,9	5,9	6,9
26	409	6131	7357	8584	5,8	6,9	8,1
25 ступеней турбины 18/18-172ТЛ + 114 ступеней турбины 36/10-172ТЛ							
22	287	4045	4855	5664	3,5	4,2	4,9
24	313	4814	5777	6740	4,2	5,0	5,9
26	339	5650	6780	7910	4,9	5,9	6,9
28	365	6553	7864	9174	5,7	6,9	8,0
151 ступень турбины 36/10-172ТЛ							
24	260	4405	5286	6166	3,5	4,2	4,9
26	281	5169	6203	7237	4,1	4,9	5,7
28	303	5995	7194	8393	4,7	5,7	6,6
30	325	6882	8259	9635	5,4	6,5	7,6

подшипники (с цилиндрическими роликами увеличенного диаметра).

Турбобур ТР-195СТ в термостойком исполнении с механизмом стопорения вала предназначен 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.

Редукторный турбобур ТРО3-195М (см. табл. 10.17) представляет гидравлический забойный двигатель для бурения нефтяных и газовых скважин долотами диаметром 212,7–215,9 мм. Благодаря применению планетарной передачи необходимый для

Рис. 10.28. Редукторные турбобуры диаметром 240 мм:
а – ТР-240; *б* – ТРЗ-240; *1* – турбинная секция; *2* – редукторно-шпиндельная секция; *3* – турбинно-редукторная секция; *4* – шпиндельная секция



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 ЗТСША-195ТЛ. Малая длина шпинделя позволяет эффективно управлять траекторией скважины. Турбобур одинаково эффективен 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. Турбобур ТРО3-195М обеспечивает выполнение всех функций с помощью простой замены переводников.

Редукторные турбобуры ТР-240 и ТРЗ-240 (рис. 10.28) являются универсальными и предназначены для бурения верхних интервалов глубоких скважин долотами диаметром от 269,9 до 490 мм. Универсальность заключается в том, что в зависимости от технологических условий бурения у них можно изменять в широком диапазоне частоту вращения и момент силы. Это достигается: использованием в турбобуре турбин с различными скоростными и моментными характеристиками; для 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 турбобуры могут быть следующих типов:

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 РШЗ-240 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 ЗТСШ1-240 или А9Ш. Для привода энергоемких долот при малых расходах бурового раствора может быть собрана компоновка редукторного турбобура с двумя турбинными секциями.

Турбобур 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 А9ПЗ-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. 10.19.

Турбобур 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 (см. табл. 10.19).

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 пониженных расходах бурового раствора.

Таблица 10.19

Технические характеристики редукторных турбобуров ТР-240 и ТРЗ-240

Показатель	ТР-240	ТРЗ-240
Наружный диаметр, мм	240	240
Диаметр применяемых долот, мм	269,9–393,7	269,9–393,7
Длина турбобура, мм	10 680	9647
Длина турбинной секции, мм	6740	7175
Длина редукторно-шпиндельной секции, мм	3940	2472
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	2800	2400
Тип турбинной секции	ТВШ-240	А9ПЗ-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

Турбобуры редукторные ТРМ-105 и ТСМ-105 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.

Таблица 10.20

Технические характеристики турбобуров ТРМ1-105, ТРМ2-105 и ТСМ-105

Показатель	ТРМ1-105	ТРМ2-105	ТСМ-105
Наружный диаметр корпуса, мм	105	105	105
Диаметр применяемых долот, мм	120,6–139,7	120,6–139,7	120,6–139,7
Длина, мм	6130	9960	10 570
Максимальный момент, Н·м	3000	3000	3000
Максимальная плотность бурового раствора, кг/м^3	1400	1400	1400
Максимальная осевая нагрузка, кН	50	50	50
Предельно допустимая температура, °С	250	250	250
Тип турбинных секций	3Т-105К	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

Секционный шпиндельный маслонаполненный турбобур ТСМ-105 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 ТРМ-105 и ТСМ-105 приведены в табл. 10.20.

Конструкция редукторных турбобуров ТР2-120FL и ТР3-120Т 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. Твердо-

Таблица 10.21

Технические характеристики турбобуров 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	146,0–171,4
Длина турбинно-редукторной секции + шпиндельной секции, мм	5991 + 1634	4000 + 1570
Максимальный момент силы на выходном валу, кН·м	3400	3400
Максимальная плотность бурового раствора, кг/м^3	1400	1400
Максимальная осевая нагрузка, кН	50	50
Предельно допустимая температура в скважине, °С	250	250
Тип турбинной секции	21/10-120	21/10-120
Число турбинных секций	1	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

сплавные 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 торцовое 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 ТР2-120FL и ТР3-120Т приведены в табл. 10.21.

Турбобуры редукторные ТР2-120Г и ТР3-120Г (табл. 10.22) предназначены для забуривания новых стволов и бурения на-

Таблица 10.22

Технические характеристики турбобуров ТР2-120Г и ТР3-120Г

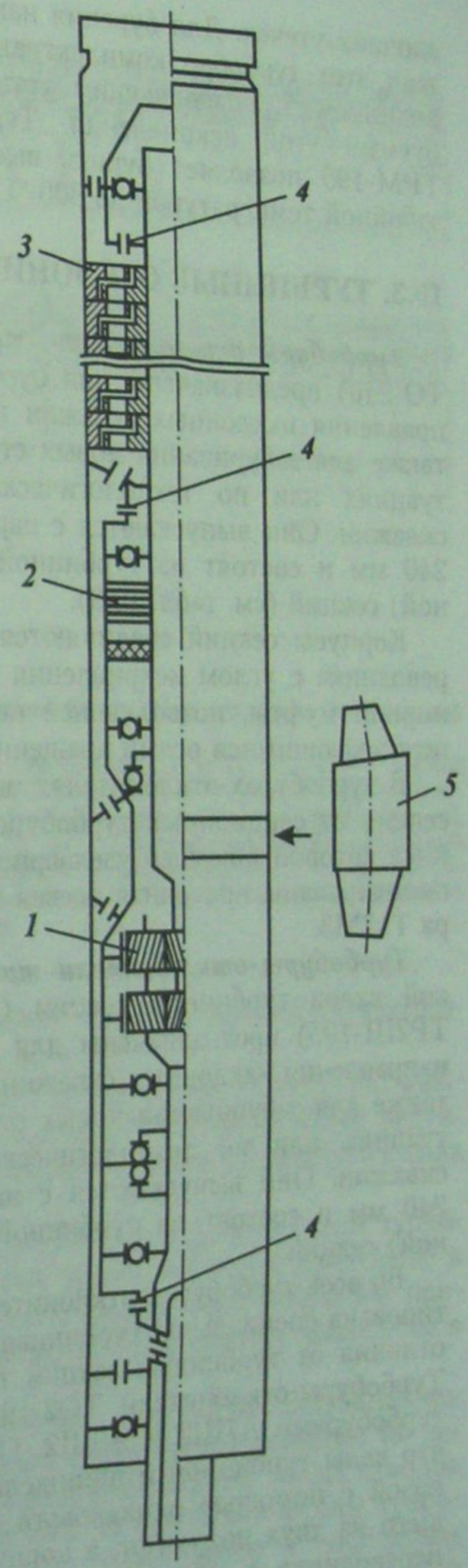
Показатель	ТР2-120Г	ТР3-120Г
Наружный диаметр, мм:		
корпуса турбобура	122	122
резьбовых соединений турбобура	127	127
Диаметр применяемых долот, мм	151–158,7	151–158,7
Длина, мм:	5991 + 1634	4000 + 1570
турбинной секции	3770	5350
шпиндельной секции	1650	1630
Число планетарных передач	1	2
Максимальный момент, кН·м	3400	3400
Максимальная плотность бурового раствора, кг/м^3	1400	1400
Максимальная осевая нагрузка, кН	50	50
Предельно допустимая температура в скважине, °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 режиме холостого хода, об/мин	385–538	100–150

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

Рис. 10.29. Схема короткого редукторного турбобура



бурового раствора через ниппельную часть нижняя радиальная опора выполнена с увеличенной длиной.

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

Короткий редукторный турбобур (рис. 10.29) предназначен для бурения наклонных и горизонтальных скважин различного 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 воз-

никших утечек. Для бурения наклонных и горизонтальных скважин этот турбобур комплектуется регулируемым кривым переводником *5*, позволяющим устанавливать на поверхности требуемый угол искривления. Термостойкий вариант турбобура ТРМ-195 позволяет бурить высокотемпературные скважины с забойной температурой до 300 °С.

10.3. 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 (см. табл. 10.9).

Корпусы секций соединяются с помощью искривленного переводника с углом искривления 1,5°, а валы – с помощью 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.

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. 10.30) смонтирована специальная турбинная секция, имеющая существенные отличия от турбинных секций турбобуров типов ТСШ1 и АШ. Турбобуры-отклонители ТО2-195 и ТО2-240 унифицированы с турбобурами А7Ш2 и А9Ш2. Основное отличие состоит в том, что валы турбинной и шпиндельной секций соединяются между собой с помощью одинакового шарнирного соединения, состоящего из двух полумуфт, а корпусы – с помощью искривленного переводника с углом искривления $\alpha = 1{,}5°$ (по заказу потре-

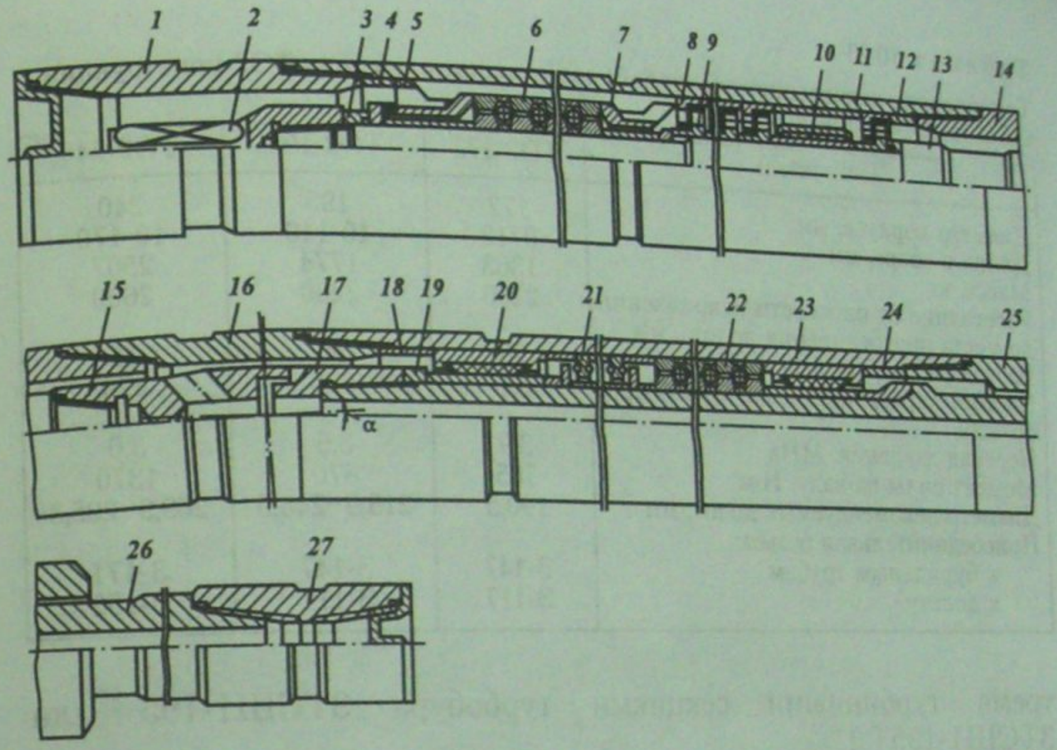


Рис. 10.30. Схема турбобура-отклонителя типа ТО2 с независимой подвеской валов турбинной секции:
1 – переводник промежуточный; *2, 15* – полумуфты; *3, 4, 12, 18, 19, 24* – кольца регулировочные; *5, 7* – верхний и нижний фонари; *6, 22* – многорядные упорно-радиальные шарикоподшипники; *8* – статор; *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

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

В турбинной секции турбобура-отклонителя ТР2Ш-195 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. 10.23. Основные параметры турбобуров-отклонителей производства Кунгурского машиностроительного завода приведены в табл. 10.24.

Шпиндель-отклонитель ШО1-195 (рис. 10.31) 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

Таблица 10.23

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

Показатель	ТО2-172	ТО2-195	ТО2-240
Диаметр корпуса, мм	172	195	240
Длина в сборе, мм	9712	10 110	10 170
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
Диаметр 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

тремя турбинными секциями турбобура ЗТСШ1-195 или ЗТСШ1-195ТЛ.

Шпиндель-отклонитель ШО1-195 выполнен в виде самостоятельной секции, являющейся осевой опорой турбобура, замена которой, как и обычного шпинделя турбобура, может проводиться 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

Таблица 10.24

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

Показатель	ТО2-172	ТО2-195	ТО2-240
Диаметр корпуса, мм	172	195	240
Длина в сборе, мм	9715	10 110	10 170
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
Диаметр 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
Присоединительный размер к шпинделю, мм	320±2	310±2	285±2

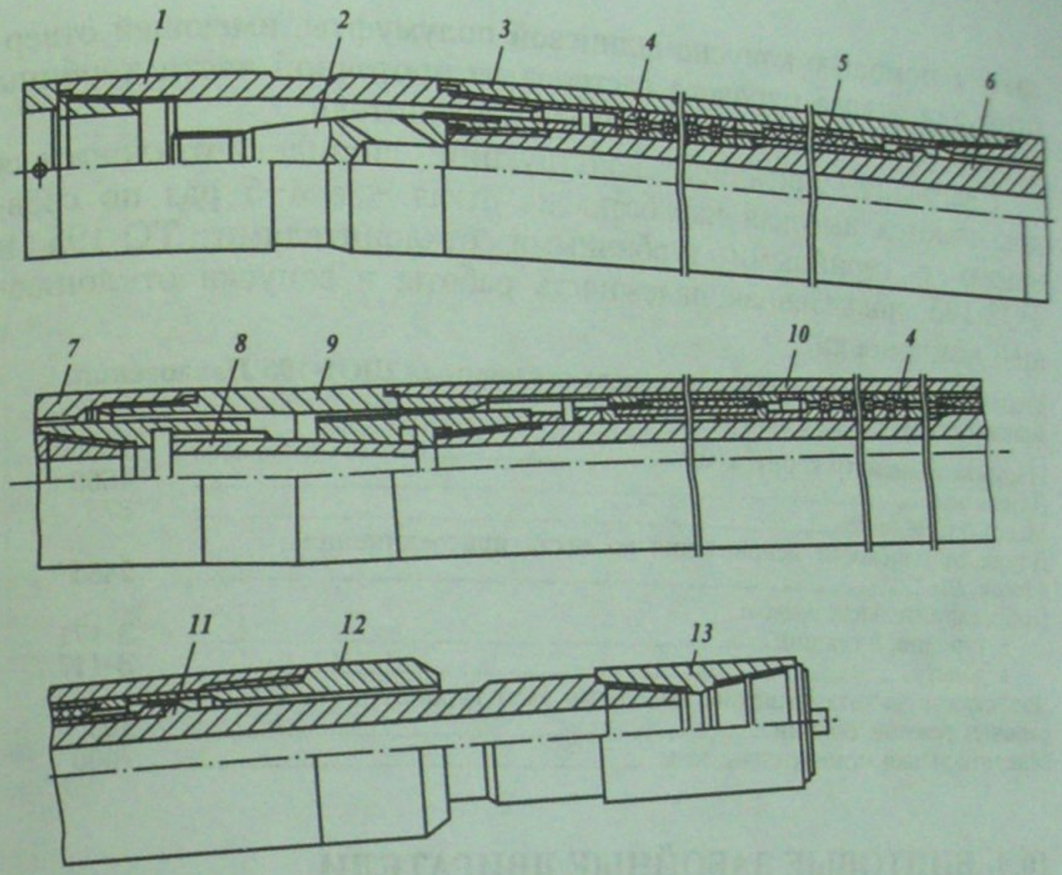


Рис. 10.31. Схема шпинделя-отклонителя ШО1-195:
1 – переводник нижней секции; *2* – полумуфта вала шпинделя; *3, 10* – корпусы; *4* – упорно-радиальный многорядный шарикоподшипник; *5* – нижняя опора; *6, 11* – валы; *7* – переводник; *8* – шарнир двойной; *9* – переводник искривленный; *12* – гайка ниппельная; *13* – переводник вала

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 серии 128721 и одной радиальной опоры, расположенной над ним, а в нижней части – многорядного упорно-радиального шарикоподшипника серии 128721 и двух радиальных опор, смонтированных по обе стороны от последнего.

Использование двойного шарнира снижает требования к точности регулировки и сборки шпинделя-отклонителя ШО1-195 в ремонтном цехе, так как двойной шарнир позволяет исключить влияние его расположения относительно плоскости искривления корпуса на долговечность шарнира и условия запуска турбобура.

Корпусы шпинделя-отклонителя и турбинной секции соединяются с помощью конического резьбового соединения, а их ва-

лы – с помощью конусно-шлицевой полумуфты, имеющей отверстия для отвода бурового раствора из проточной части турбины турбобура в полые валы шпинделя-отклонителя.

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

Техническая характеристика шпинделя-отклонителя 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:	
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

10.4. ВИНТОВЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Винтовые забойные двигатели (ВЗД) относят к объемным роторным гидравлическим машинам.

Согласно общей теории винтовых роторных гидравлических машин элементами рабочих органов (РО) являются:

статор двигателя с полостями, примыкающими по концам к камерам высокого и низкого давления;

ротор-винт, носящий название ведущего, через который крутящий момент передается исполнительному механизму;

замыкатели-винты, носящие название ведомых, назначение которых уплотнять двигатель, т.е. препятствовать перетеканию жидкости из камеры высокого давления в камеру низкого давления.

Объемные двигатели характеризуются тремя основными признаками:

наличие рабочих камер, которые периодически сообщаются со входом или выходом машины; при этом жидкость наполняет каждую камеру или выталкивается из нее;

изменение давления в рабочей камере от начального до конечного – постепенно вследствие изменения объема камеры или скачкообразно вследствие сообщения камеры с выходом;

несущественная зависимость усилий на рабочих органах двигателя от скорости движения жидкости в камерах.

В одновинтовых гидромашинах используют механизмы, в которых замыкатель образуется лишь двумя деталями, находящимися в постоянном взаимодействии – статором и ротором.

Упрощенная схема двигателя показана на рис. 10.32.

При циркуляции жидкости через РО в результате действия перепада давления на роторе двигателя вырабатывается крутящий момент, причем винтовые поверхности РО, взаимно замыкаясь, разобщают область высокого давления и область низкого давления. Следовательно, по принципу действия винтовые двигатели аналогичны поршневым, у которых имеется винтообразный поршень, непрерывно перемещающийся в цилиндре вдоль оси двигателя.

Для создания в РО (рис. 10.33) двигателя полостей, теоретически разобщенных с областями высокого и низкого давлений (шлюзов), необходимо и достаточно выполнение четырех условий:

1. Число зубьев z_1 наружного элемента (статора) должно быть на единицу больше числа зубьев z_2 внутреннего элемента (ротора):

$$z_1 = z_2 + 1. \qquad (10.21)$$

2. Отношение шагов винтовых поверхностей наружного элемента (статора) T и внутреннего элемента (ротора) t должно быть пропорционально отношению числа зубьев:

$$T/t = z_1/z_2. \qquad (10.22)$$

3. Длина L РО должна быть не менее шага винтовой поверхности наружного элемента:

$$L \geq T. \qquad (10.23)$$

4. Профили зубьев наружного и внутреннего элементов должны быть взаимоогибаемы и находиться в непрерывном контакте между собой в любой фазе зацепления.

Отличительным параметром винтовой гидромашины (ВГМ), во многом определяющим ее выходные характеристики, является число зубьев РО, называемое кинематическим отношением

$$l = z_2/z_1. \qquad (10.24)$$

Кратность действия, зависящая от кинематического отношения РО, равна числу заходов z_2 внутреннего элемента и определяет рабочий объем ВГМ

$$V = z_2 S T, \qquad (10.25)$$

где S – площадь «живого» сечения РО.

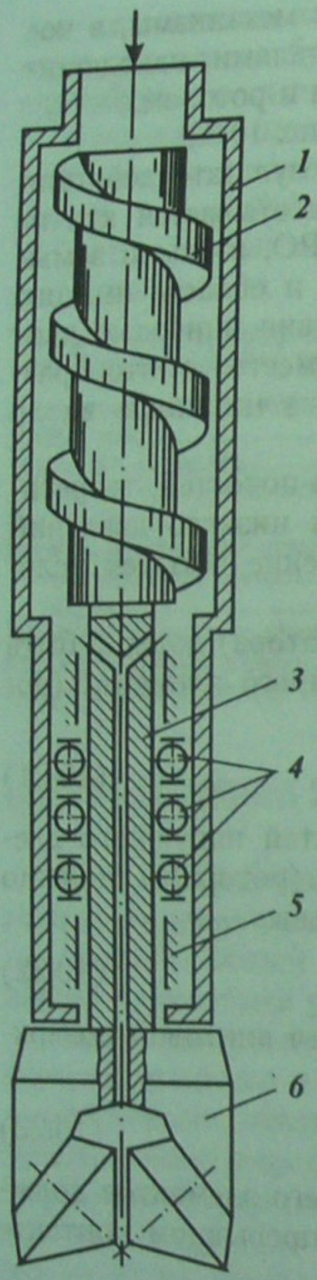


Рис. 10.32. Упрощенная схема двигателя:
1 – корпус; *2* – ротор; *3* – вал; *4* – осевые подшипники; *5* – радиальный подшипник; *6* – долото

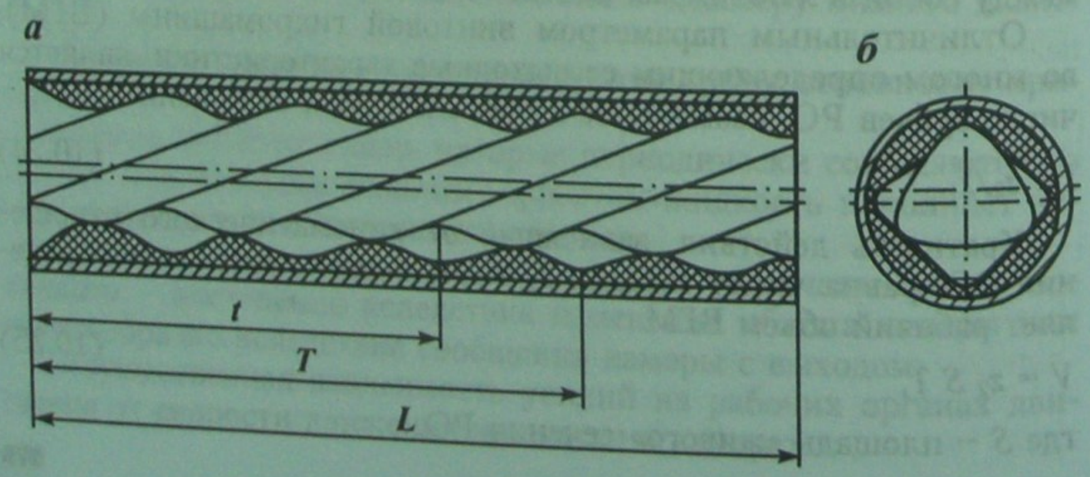
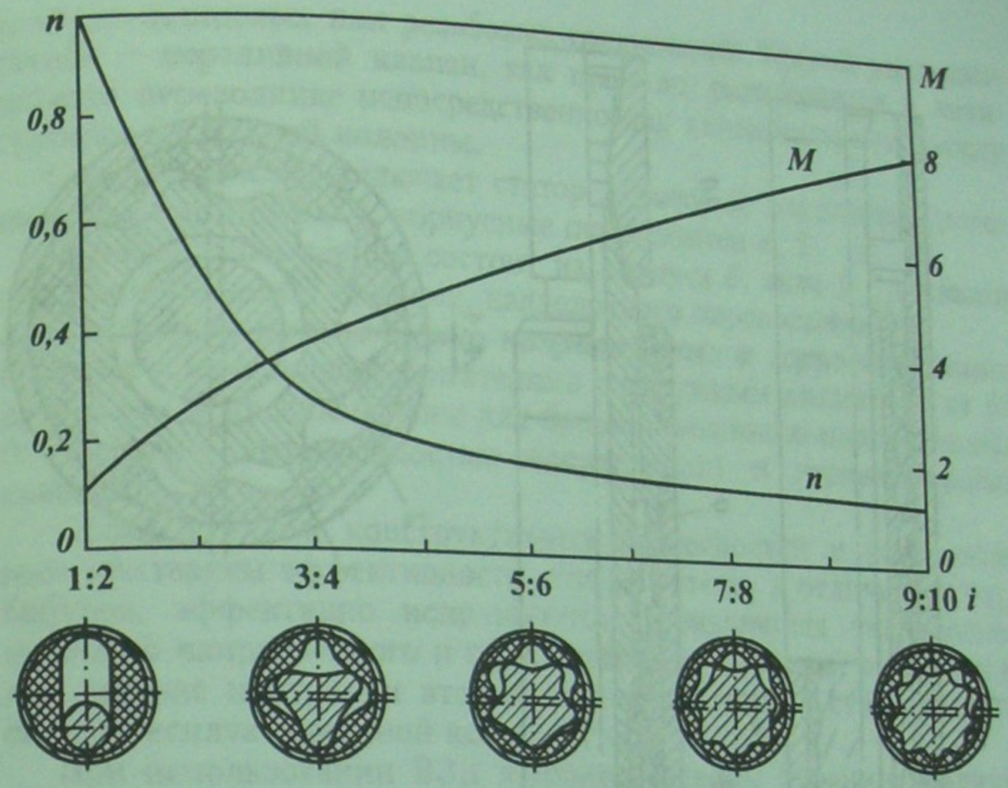


Рис. 10.33. Рабочий орган винтовой гидромашины:
а – продольный разрез; *б* – поперечный разрез



10.34. Зависимость момента *M* и частоты вращения *n* ВЗД от кинематического отношения *i* рабочих элементов (*D* = const, *Q* = const, *p* = const)

Кратность действия является основным параметром ВЗД, что иллюстрируется теоретическими кривыми (рис. 10.34).

Двигатели универсального применения охватывают диапазон наружных диаметров от 127 до 240 мм и предназначены для привода долот диаметром 139,7–295,3 мм (табл. 10.25).

Двигатель Д3-172 (рис. 10.35) состоит из двух секций: силовой и шпиндельной. Конусные детали секций соединяются между собой замковыми резьбами, а валы – с помощью конусных,

Таблица 10.25

Винтовые забойные двигатели для бурения скважин и капитального ремонта

Двигатель	Диаметр, мм	Длина, мм	Шаг статора, мм	Число шагов	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент, Н·м	Частота вращения, $с^{-1}$	Перепад давления, МПа
Д1-54	54	1890	222	2	1,0–2,5	70–110	3,0–7,5	4,5–5,5
Д1-88	88	3225	390	2	4,5–7,0	800–950	2,7–5,0	5,8–7,0
Д1-127	127	5800	650	2	15–20	2200–3000	3,3–4,3	5,5–8,5
Д3-172	172	6880	850	2	25–35	3100–3700	1,3–1,8	3,9–4,9
Д2-195	195	6550	850	2	25–35	3100–3700	1,3–1,8	3,9–4,9
Д1-240	240	7570	880	3	30–50	10 000–14 000	1,2–2,2	6,0–8,0

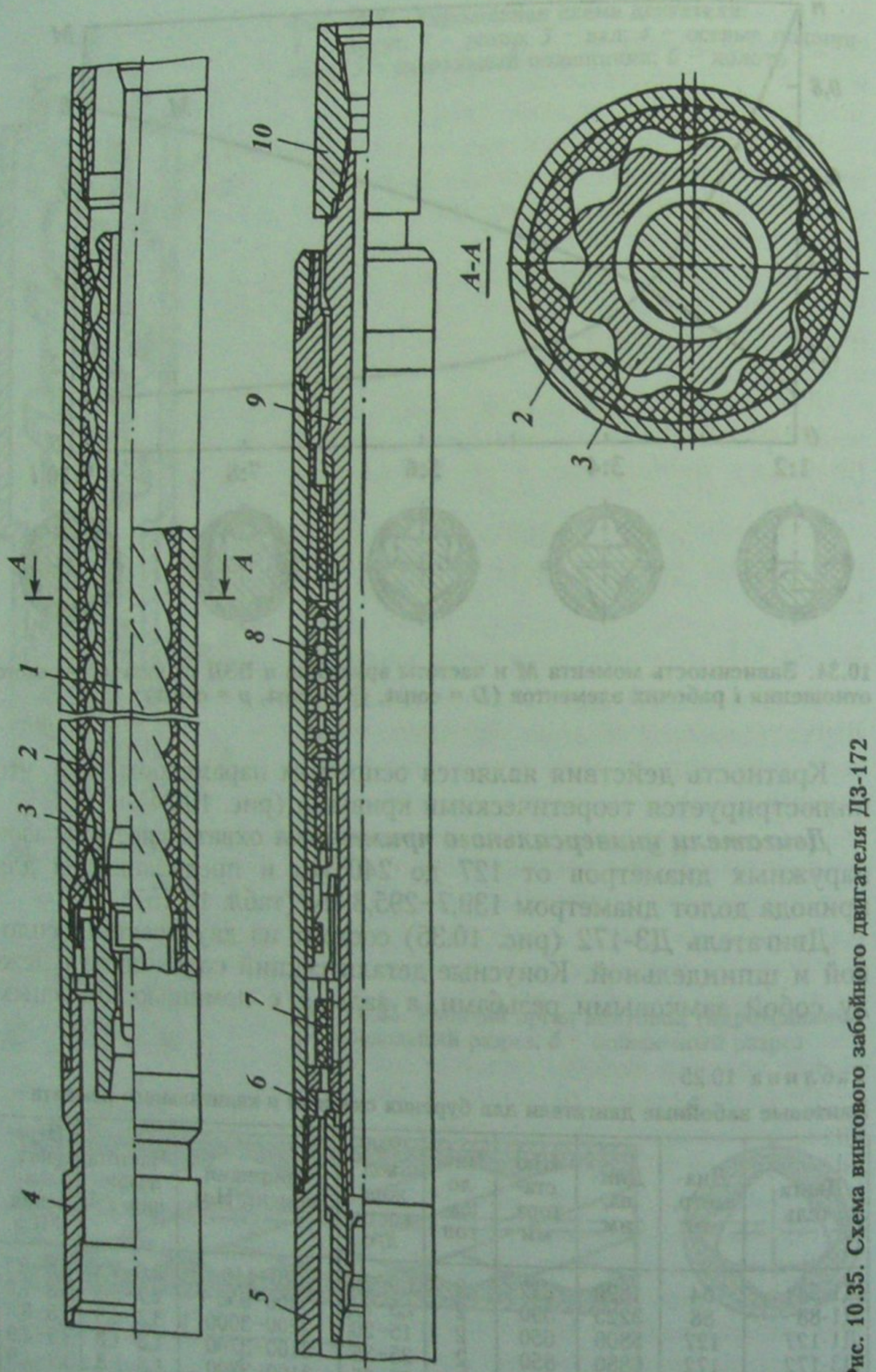


Рис. 10.35. Схема винтового забойного двигателя ДЗ-172

конусно-шлицевых или резьбовых соединений. Третий узел двигателя – переливной клапан, как правило, размещается в автономном переводнике непосредственно над двигателем или между трубами бурильной колонны.

Силовая секция включает статор *2*, ротор *3*, соединение ротора и выходного вала *1*, корпусные переводники *4*, *5*.

Шпиндельная секция состоит из корпуса *6*, вала *9* с осевыми *8* и радиальными *7* опорами, наддолотного переводника *10*.

Двигатели для наклонно направленного и горизонтального бурения представлены двигателями с наружным диаметром от 60 до 172 мм и предназначены для бурения наклонно направленных (с большой интенсивностью искривления) и горизонтальных скважин.

Обладая рядом конструктивных особенностей и рациональным критерием эффективности, эти двигатели, в отличие от турбобуров, эффективно используются в различных технологиях наклонно направленного и горизонтального бурения, в том числе при зарезке и бурении вторых (дополнительных) стволов через окно в эксплуатационной колонне (табл. 10.26).

При использовании ВЗД в горизонтальном бурении реализуются их преимущества по сравнению с турбобурами, в частности меньшая зависимость от диаметра, а также повышенный удельный момент двигателя. Это позволяет сконструировать силовую

Таблица 10.26

Винтовые забойные двигатели для бурения горизонтальных скважин, дополнительных стволов и капитального ремонта

Двигатель	Диаметр, мм	Длина, мм		Шаг статора, мм	Число шагов	Расход жидкости, л/с	Крутящий момент, Н·м	Частота вращения, $с^{-1}$	Перепад давления, МПа
		общая	нижнего плеча						
Д-48	48	1850	–	200	3	0,5–1,5	60–80	4,1–6,7	4,0–5,0
ДГ-60	60	2550	1350	225	3	1–2	70–100	3,0–6,0	4,5–5,5
Д-95	95	2855	–	630	2	6–10	600–900	2,0–3,3	4,5–6,0
Д2-95	95	3580	–	630	3	6–10	800–1200	2,0–3,3	6,0–9,0
Д5-95	95	3580	–	945	2	6–10	900–1400	1,3–2,2	4,5–6,0
ДГ-95	95	2680	530	630	2	6–10	600–900	2,0–3,3	4,5–6,0
Д-108	108	2930	–	640	2	6–12	800–1300	1,3–2,5	3,5–5,5
Д2-108	108	3690	–	640	2	6–12	1200–1800	1,3–2,5	5,0–7,5
Д5-108	108	3690	–	880	2	6–12	1300–1900	0,8–1,6	3,5–5,5
ДГ-108	108	2600	620	640	2	6–12	800–1300	1,3–2,5	3,5–5,5
ДК-108:									
I	108	5000	–	975	1,5	3–6	2000–2700	0,3–0,65	5,5–7,5
II	108	3000	–	640	2	6–12	800–1300	1,3–2,5	3,5–5,5
III	108	3000	–	625	2	6–12	500–800	1,9–3,8	3,0–5,0
ДГ-155	155	4330	1600	680	3	24–30	3500–4000	2,2–2,7	6,5–7,5

секцию длиной 1–2 м с наружным диаметром, существенно меньшим, чем у турбобура для аналогичных целей.

Основные особенности двигателей типа ДГ:

уменьшенная длина, достигаемая сокращением как силовой, так и шпиндельной секций, при этом силовая секция, как правило, выполняется двухшаговой, что обеспечивает необходимую мощность и ресурс РО;

уменьшенный наружный диаметр (108 против 120 мм; 155 против 172 мм), что при сохранении оптимальных характеристик ВЗД обеспечивает надежную проходимость двигателя с опорно-центрирующим элементами в стволе скважины и улучшенную гидродинамическую ситуацию в затрубном пространстве;

многообразие механизмов искривления корпуса (жесткий искривленный переводник, регулируемый переводник, корпусные шарниры с одной или двумя степенями свободы), что позволяет использовать различные технологии проводки скважин;

возможность размещения на корпусе двигателя опорно-центрирующих элементов;

усовершенствованное соединение ротора и вала шпинделя, гарантирующее надежную работу с большим углами перекоса.

Различают статические и динамические характеристики ВЗД.

Статические характеристики отражают зависимости между переменными гидродвигателя в установившихся режимах. Эти характеристики можно условно классифицировать как стендовые и нагрузочные. Стендовые характеристики (как функции от крутящего момента) определяют в лаборатории (рис. 10.36).

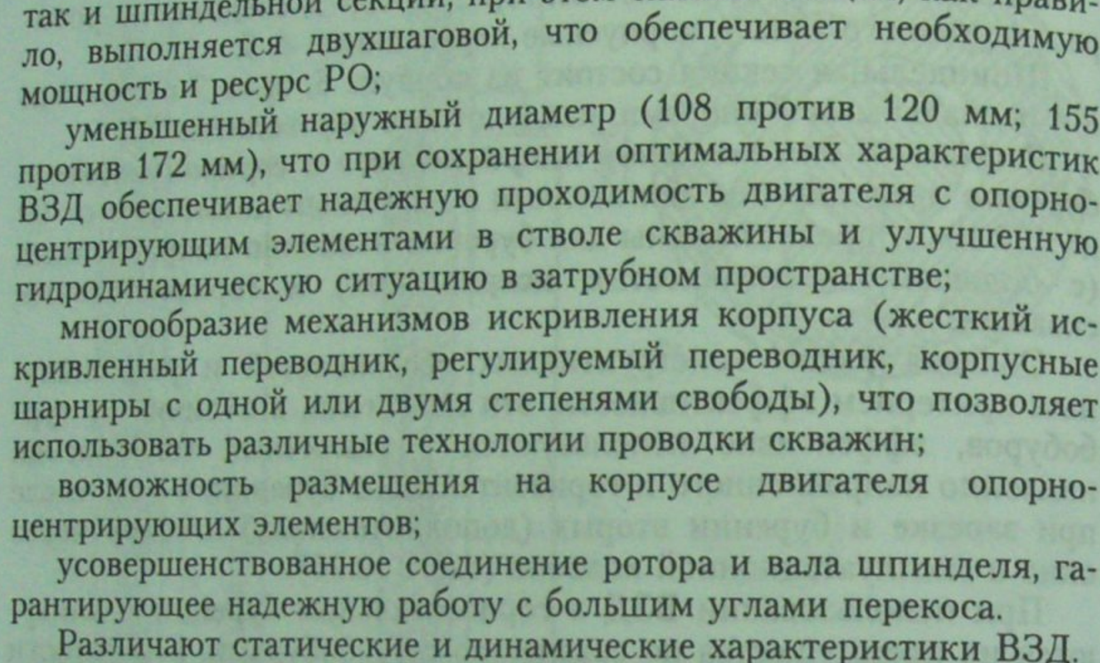


Рис. 10.36. Типичная стендовая характеристика ВЗД (ДГ-155)

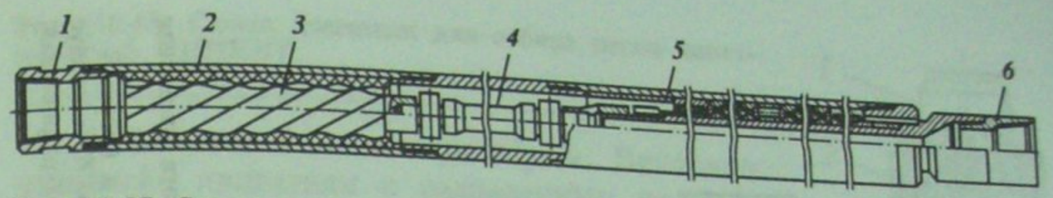


Рис. 10.37. Схема винтового забойного двигателя типа Д:
1, 6 – переводник соединительный; *2* – статор; *3* – ротор; *4* – торсион; *5* – шпиндель

Динамические характеристики определяют соответствующие зависимости в неустановившихся режимах и обусловливаются инерционностью происходящих процессов. К динамическим относят и пусковые характеристики гидродвигателя.

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

Односекционные ВЗД типа Д (рис. 10.37) включают двигательную и шпиндельную секции и переливной клапан, корпусы которых соединяются между собой с помощью конической резьбы. Рабочими органами двигательной секции являются многозаходные винтовые ротор и статор.

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 (рис. 10.38).

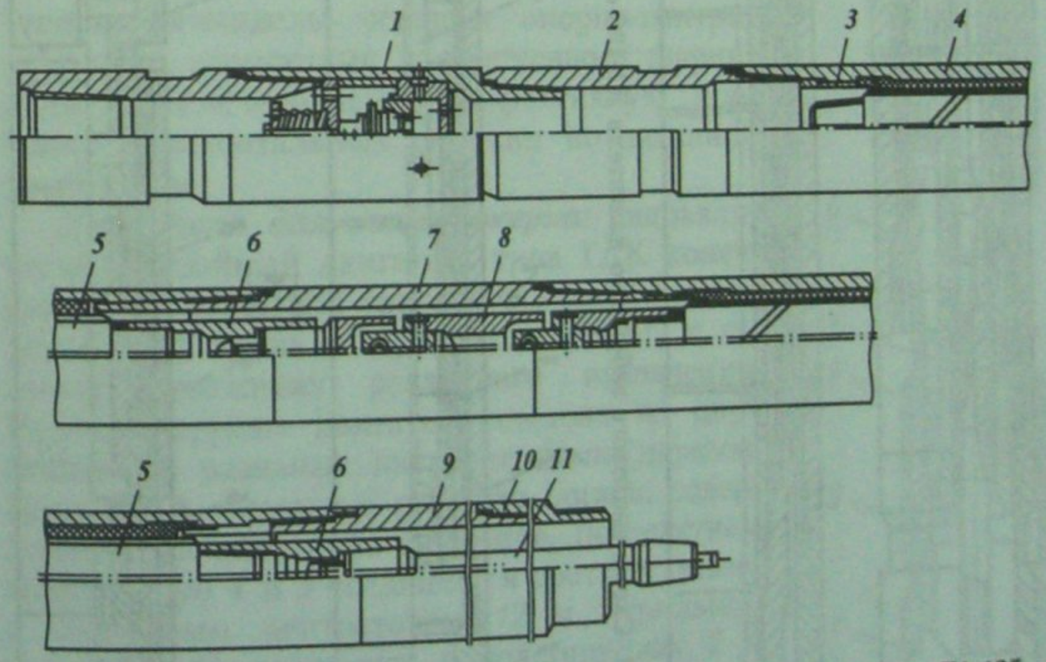


Рис. 10.38. Схема двигательной секции двухсекционного двигателя Д1-195 с соединением роторов при помощи шарнира:
1 – клапан; *2* – переводник соединительный; *3* – втулка распорная; *4* – статор; *5* – ротор; *6* – муфта; *7, 9, 10* – переводники; *8* – шарнир; *11* – вал

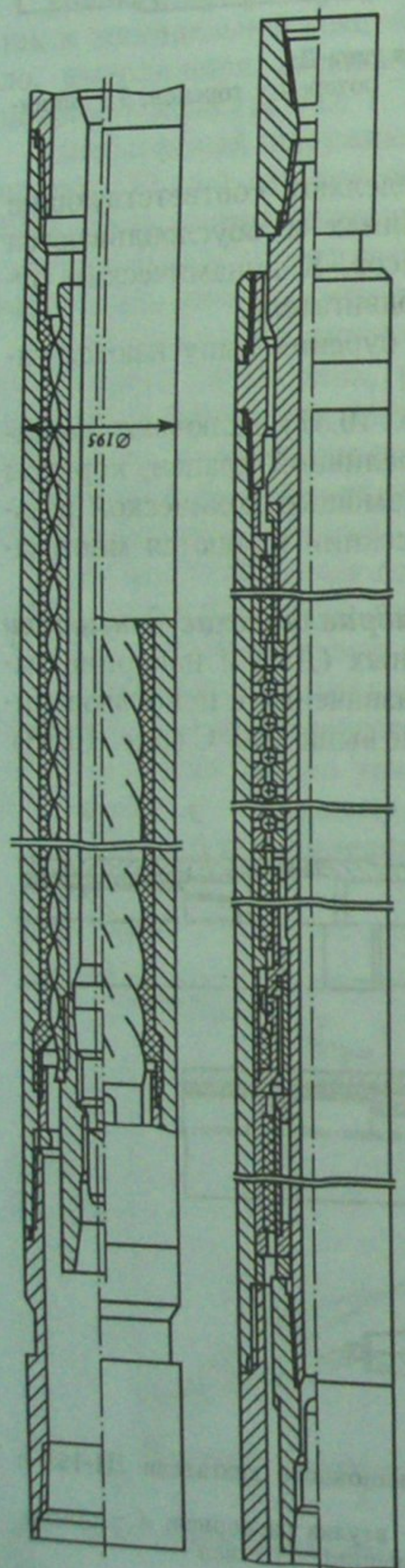


Рис. 10.39. Схема винтового забойного двигателя Д2-195 с полым ротором

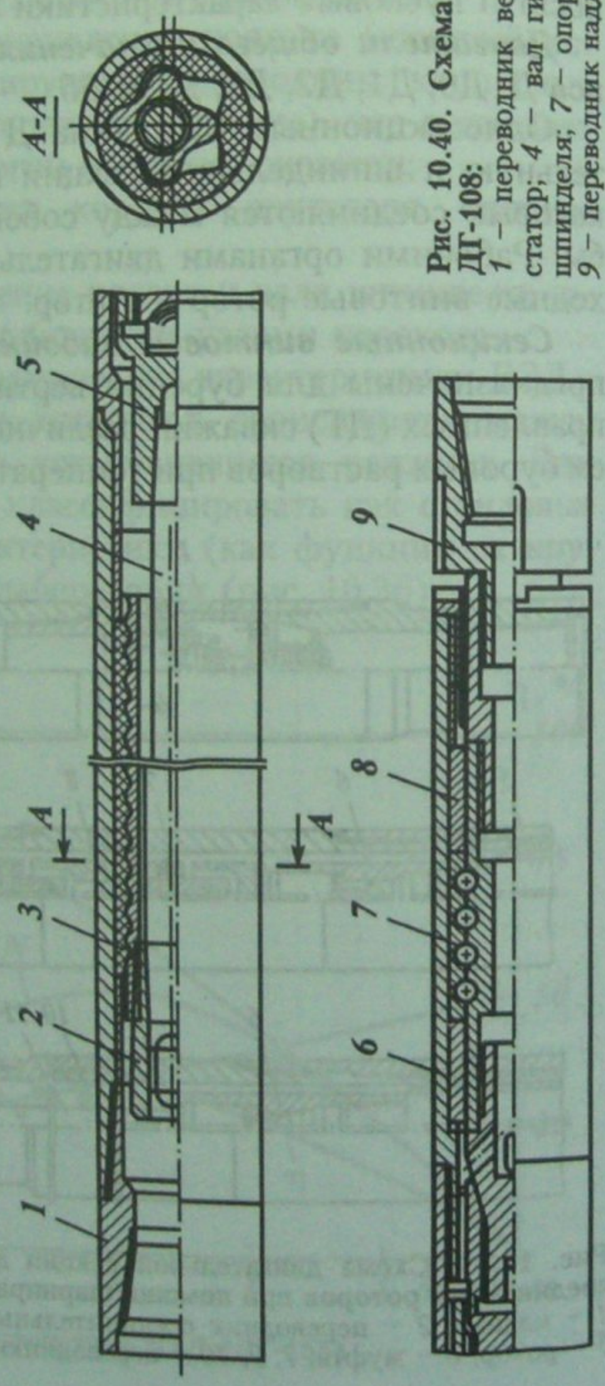


Рис. 10.40. Схема винтового забойного двигателя ДГ-108:
1 – переводник верхний; *2* – ротор в сборе; *3* – статор; *4* – вал гибкий; *5* – шарнир; *6* – корпус шпинделя; *7* – опора осевая; *8* – опора радиальная; *9* – переводник надлолотный

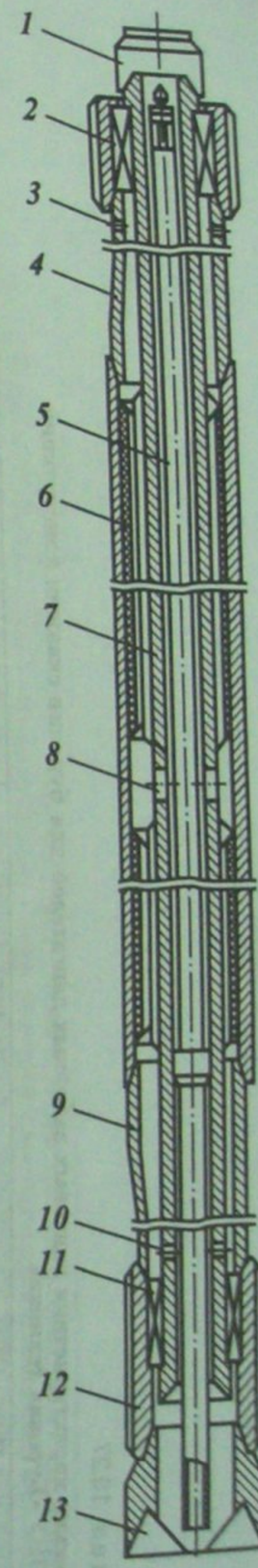


Рис. 10.41. Схема двигателя для отбора керна конструкции 6. ВНИИБТ

Двигатели с полым ротором. Винтовые забойные двигатели с разделенным потоком (рис. 10.39) 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 изготовляется из трубной заготовки методом фрезерования или еще более перспективным методом штамповки из тонкостенной трубы.

Двигатели для наклонного и горизонтального бурения. Винтовые забойные двигатели типа ДГ (рис. 10.40) 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 заданной траектории.

Двигатели для отбора керна: гидравлический забойный двигатель типа ГДК конструкции 6. ВНИИБТ (рис. 10.41) предназначен для отбора керна в глубоких нефтяных и газовых скважинах различного назначения. 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*.

Таблица 10.27

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

Показатель	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:							
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
Диаметр 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. 10.27

Показатель	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:								
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
Диаметр 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 перекоса.
Примечание. Сечение рабочих органов двигателей с заходностью 6:7, 7:8 и 9:10.

Таблица 10.28

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

Показатель	Д1-145	Д5-172	Д5-172М	ДГ1-172	ДГ-176М	ДР-176М	Д3-176	ДВ-176
Диаметр корпуса наружный, мм	145	172	172	172	176/195	176/195	176/195	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	190,5–215,9	190,5–215,9	215,9	215,9	215,9	215,9
Присоединительная резьба:								
к долоту	З-88	З-117	З-117	З-117	З-117	З-117	З-117	З-117
к бурильным трубам	З-117	З-147	З-147	З-147	З-147	З-147	З-147	З-147
Длина шпинделя до искривления, мм	2250	2600	2600	1720	1515	1705	–	–
Углы искривления между секциями, градус	0–1,5	0–1 (3)	0–1 (3)	0–3,0	0–2,5	0–2,5	–	–
Длина активной части статора, мм	1800	1800	2400	1460	2400	2400	3000	2400
Заходность рабочих органов $z_р/z_{ст}$**	7/8	9/10	9/10	6/7	9/10	9/10	9/10	6/7
Расход рабочей жидкости, л/с	15–20	25–35	25–35	25–35	25–35	25–35	25–35	25–35
Частота вращения выходного вала на холостом ходу, об/мин	150–240	108–150	108–150	180–270	108–150	108–150	108–150	210–300
Частота вращения выходного вала в режиме максимальной мощности, об/мин	120–180	90–115	90–115	120–210	90–120	90–120	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	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	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	50–80	65–110	50–120
Максимальный эффективный КПД, %	45	40	45	50	45	45	45	50
Допустимая осевая нагрузка, кН	150	200	200	200	200	200	200	200

Продолжение табл. 10.28

Показатель	Д2-195	Д5-195	ДГ-195	Д4-195	Д4-195М	Д3–95	ДВ-195	Д1-240	ДО-240
Диаметр корпуса наружный, мм	195	195	195	195	195	195	195	240	240
Длина двигателя (без клапана), мм*	5330/5620	6000/6375	6870	6000/6375	6840/7215	6840/7215	6375	6985	7280
Масса двигателя, кг	890	1030/1080	1330	1030/1080	1030/1080	1060/117	1135/1180	1660	1860
Диаметр применяемых долот, мм	215,9–244,5	215,9–244,5	215,9–244,5	215,9–244,5	215,9–244,5	215,90–244,5	215,9–244,5	269,9–295,3	269,9–295,3
Присоединительная резьба:									
к долоту	З-117	З-117	З-117	З-117	З-117	З-117	З-117	З-152	З-152
к бурильным трубам	З-171	З-171	З-171	З-147	З-147	З-171	З-171	З-171	З-171
Длина шпинделя до искривления, мм	2750	2890	3040	2750	–	2890	–	2975	3160
Углы искривления между секциями, градус	0–1 (2)	0–1 (2)	0–2	0–1,5	–	0–1,5	–	0–1	1–3
Длина активной части статора, мм	1800	2400	2400	2400	3000	3000	2400	3000	3000
Заходность рабочих органов $z_р/z_{ст}$**	9/10	9/10	9/10	7/8	7/8	9/10	6/7	7/8	7/8
Расход рабочей жидкости, л/с	25–35	25–35	25–35	25–35	25–35	25–35	25–35	30–50	30–50
Частота вращения выходного вала на холостом ходу, об/мин	108–150	108–150	108–150	140–190	140–190	110–150	210–300	90–150	90–150
Частота вращения выходного вала в режиме максимальной мощности, об/мин	90–115	90–120	90–120	110–145	110–140	90–120	150–240	70–130	70–130
Момент силы на выходном валу в режиме максимальной мощности, кН·м	5,2–7,0	7,0–9,0	7,0–9,0	6,0–8,0	8,0–10,0	9,0–11,0	5,5–7,0	10,0–14,0	10,0–14,0
Перепад давления в режиме максимальной мощности, МПа	5,0–7,0	6,0–9,0	6,0–9,0	7,0–9,0	9,0–12,0	8,0–11,0	8,0–12,0	6,0–8,0	6,0–8,0
Мощность максимальная, кВт	50–80	65–110	65–110	70–120	90–150	85–150	85–175	75–190	75–190
Максимальный эффективный КПД, %	40	45	45	45	45	45	50	45	45
Допустимая осевая нагрузка, кН	250	250	250	250	250	250	250	350	350

* Длина двигателя зависит от применяемого шпинделя.

** $z_р$ – число заходов ротора; $z_{ст}$ – число заходов статора.

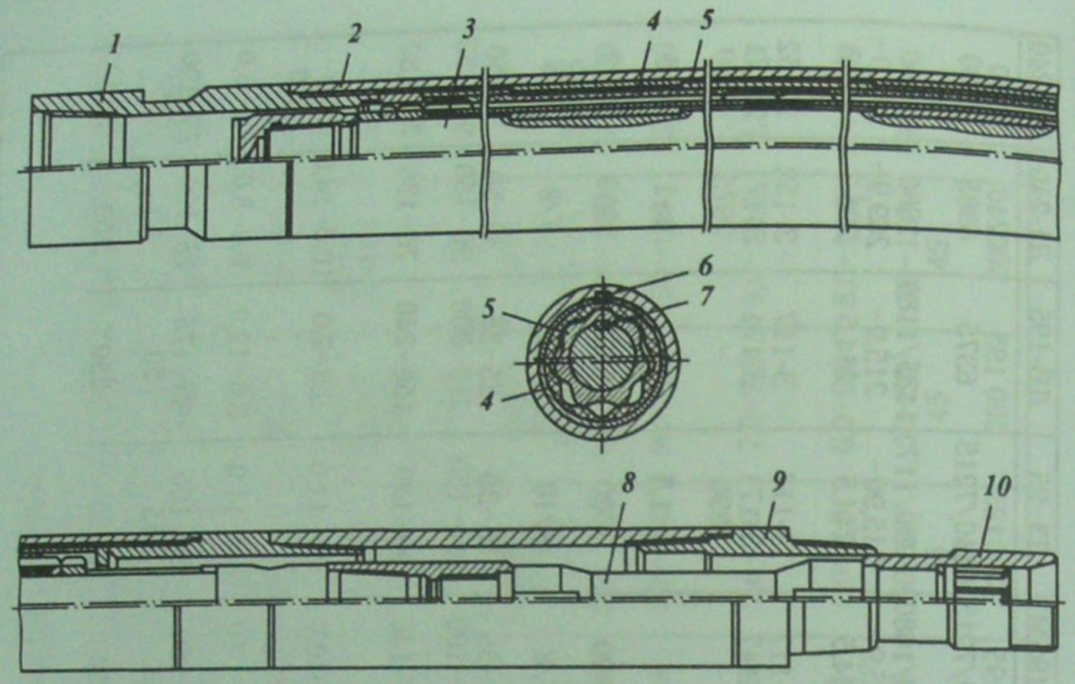


Рис. 10.42. Схема многошагового модульного двигателя ДММ-172 конструкции б. ВНИИБТ:
1 – переводник верхний; *2* – корпус; *3* – вал; *4* – модуль статора; *5* – модуль ротора; *6, 7* – шпонки; *8* – вал гибкий; *9* – переводник нижний; *10* – втулка вала

Для прохождения потока промывочной жидкости выполнены каналы *3*, *8* и *10*.

Многомодульные двигатели типа ДММ (рис. 10.42) разработаны б. ВНИИБТ, их рабочие органы представляют собой агрегированные в корпусе элементы статора, а на валу – элементы ротора. Схемы модульного секционирования предполагают применение отдельных модулей статора при монолитном роторе; отдельных модулей ротора при монолитном статоре; агрегирование модулей ротора и статора.

Технические характеристики ВЗД приведены в табл. 10.27 и 10.28.

10.5. ОТКЛОНЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА И КЛАПАНЫ

Отклонитель с накладкой (рис. 10.43) представляет собой сочетание кривого переводника и забойного двигателя с накладкой. Его

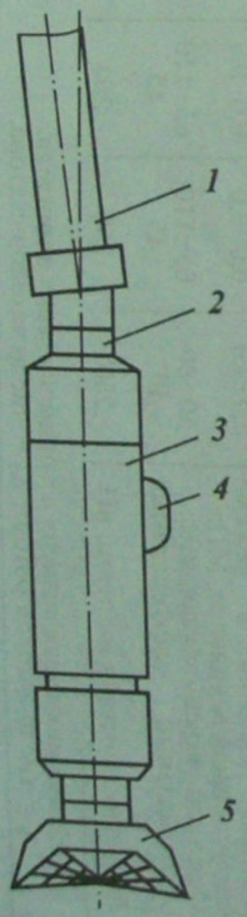


Рис. 10.43. Отклоняющее устройство с накладкой:
1 – бурильные трубы; *2* – кривой переводник; *3* – турбобур; *4* – накладка; *5* – долото

применяют для достижения значительных зенитных углов при помощи односекционных турбобуров.

10.6. ТУРБИННЫЕ ОТКЛОНИТЕЛИ

Турбинные отклонители типов ТО и ШО (рис. 10.44, 10.45) 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 ТО-172, ТО2-195, ТО2-240 (табл. 10.29) и шпинделей-отклонителей ШО1-195.

Для бурения горизонтальных скважин со средним радиусом кривизны в пределах от 30 до 80 м в ОАО НПО «Буровая техника» разработан ряд типоразмеров отклонителей, технические характеристики которых приведены в табл. 10.30.

Эксцентричный ниппель (рис. 10.46) 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.

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.

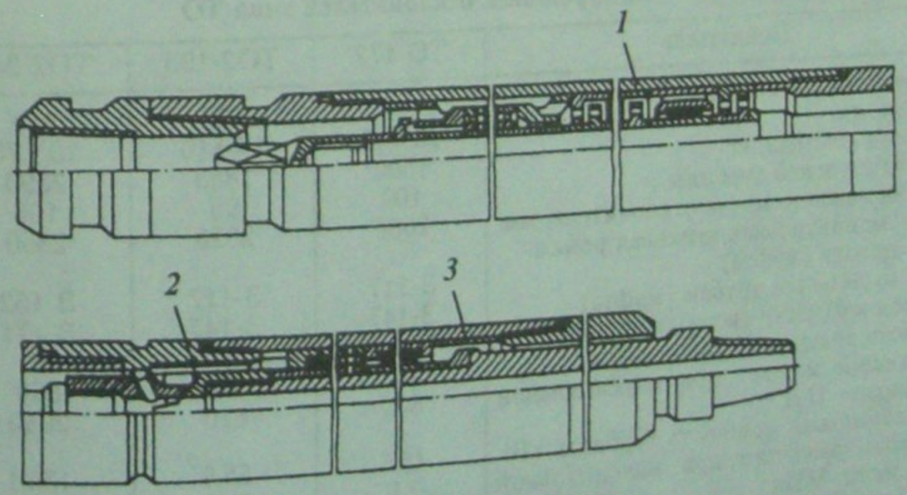


Рис. 10.44. Схема турбинного отклонителя типа ТО2:
1 – турбинная секция; *2* – шарнирное соединение вала; *3* – секция шпиндельная

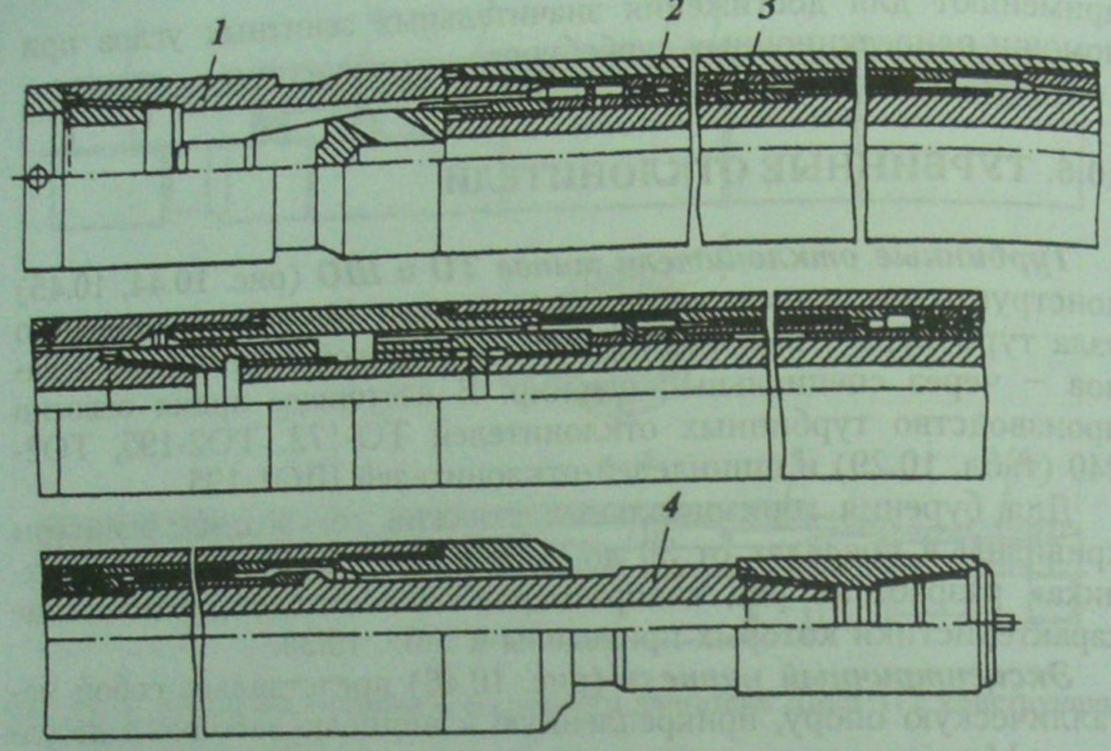


Рис. 10.45. Схема шпиндель-отклонителя ШО-195:
1 – переводник присоединительный; *2* – корпус; *3* – опора осевая; *4* – вал

Вследствие этого с ростом зенитного угла эффективность работы ниппеля с эксцентричной накладкой по искривлению ствола возрастает.

Таблица 10.29

Технические характеристики турбинных отклонителей типа ТО

Показатель	ТО-172	ТО2-195	ТО2-240
Наружный диаметр, мм	172	195	240
Длина, мм	10 745	10 110	10 170
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 10.30

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

Турбобур с эксцентричным ниппелем рекомендуется применять для набора зенитного угла в устойчивых породах, в которых отсутствует опасность заклинивания или прихвата бурильной колонны.

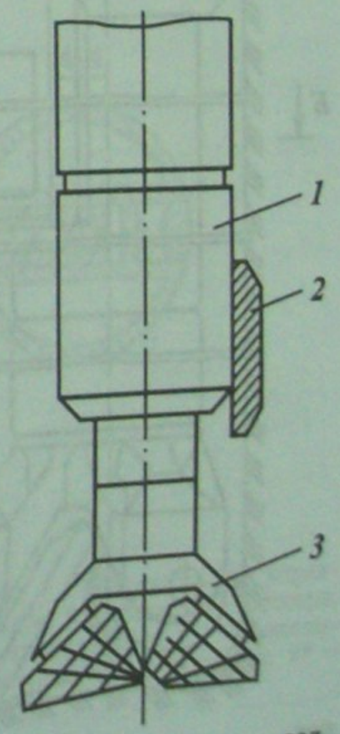


Рис. 10.46. Ниппель забойного двигателя с накладкой:
1 – турбобур; *2* – накладка; *3* – долото

10.7. ОТКЛОНИТЕЛИ

Упругий отклонитель (рис. 10.47) 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 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.

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

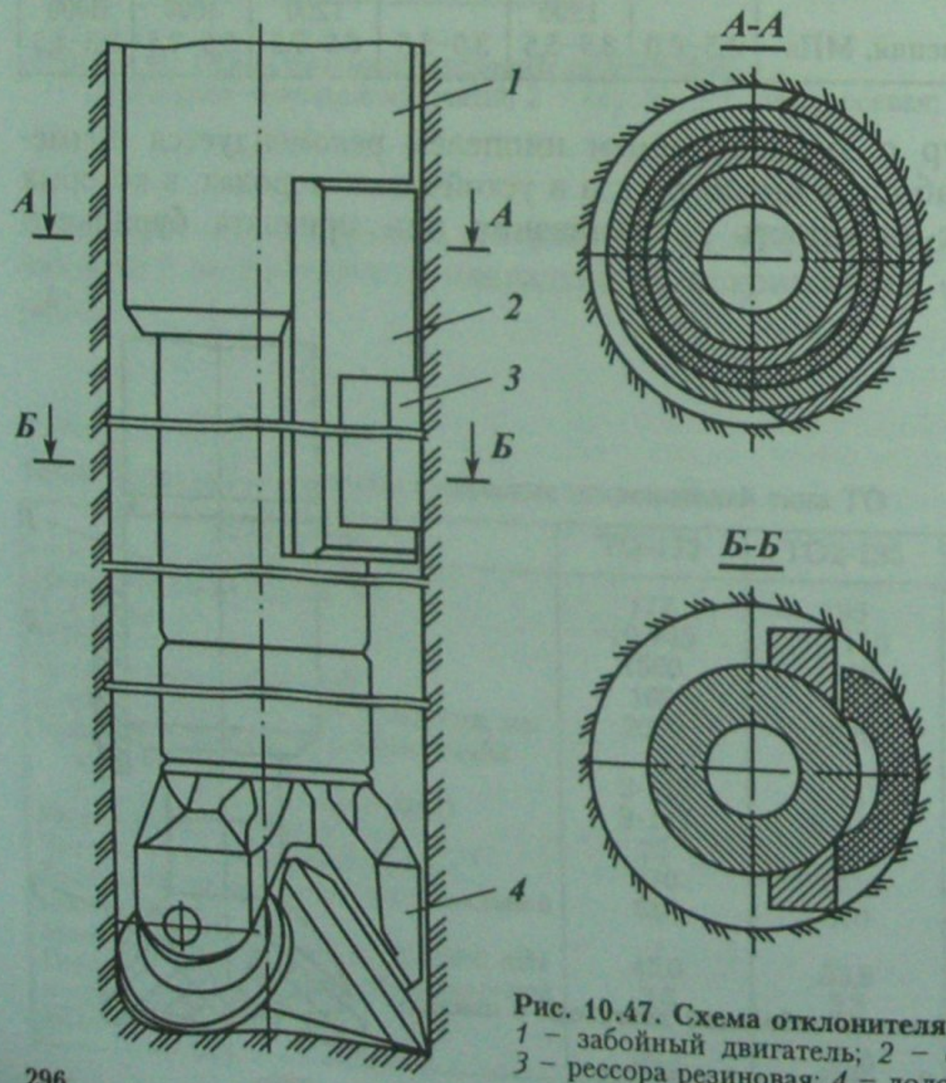


Рис. 10.47. Схема отклонителя упругого:
1 – забойный двигатель; *2* – отклонитель; *3* – рессора резиновая; *4* – долото

Таблица 10.31

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

рис. 10.48. Схемы компоновок бурильной колонны с использованием отклонителя-стабилизатора показаны на рис. 10.49.

Технические характеристики отклонителей-стабилизаторов типа ОТУ приведены в табл. 10.31.

Отклонитель многопозиционный управляемый типа ОМУ предназначен для искривления ствола скважины в процессе бурения по команде сверху. Позволяет осуществлять корректировку траектории наклонно направленной скважины без извлечения

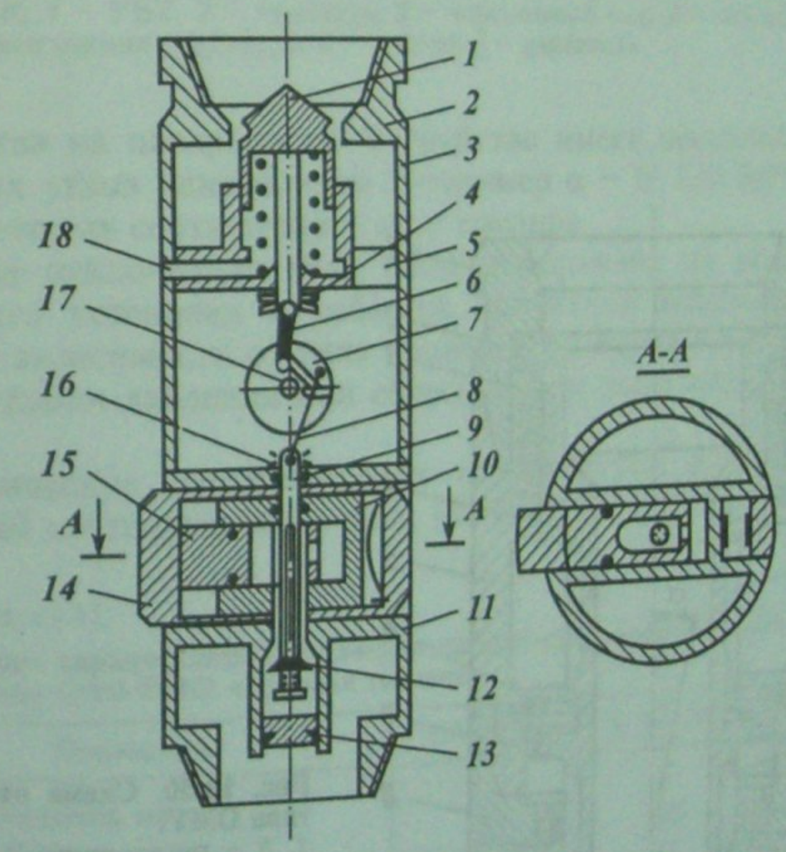


Рис. 10.48. Схема отклонителя-стабилизатора:
1 – подпружиненный поршень; *2* – сопло; *3* – корпус; *4* – фиксатор; *5* – управляющий узел (корпус); *6* – вилка; *7* – кулиса; *8* – шатун; *9* – шток; *10* – рессора; *11* – отклоняющий узел (корпус); *12* – подпружиненный клапан; *13* – разделитель сред; *14* – опора-центратор; *15* – поперечный поршень; *16* – пружина; *17* – переключающий узел; *18* – отверстие

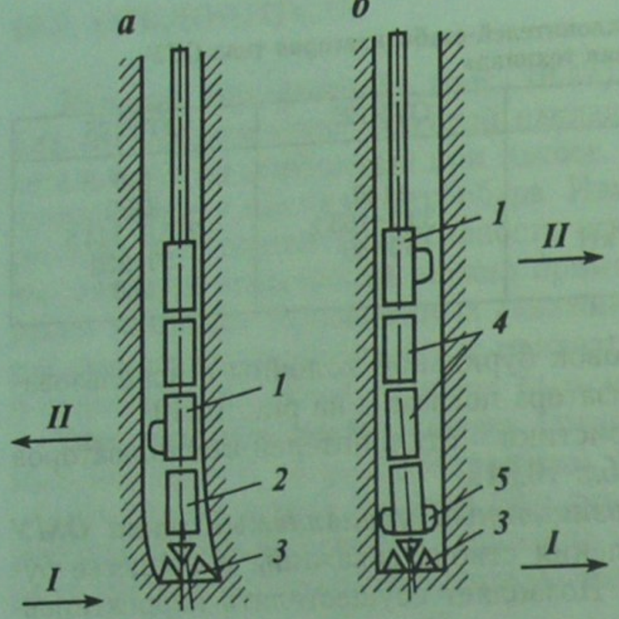


Рис. 10.49. Схема установки отклонителя-стабилизатора в КНБК:
а – над коротким двигателем без центратора; *б* – над турбобуром с центратором над долотом; *I, II* – направление соответственно отклонителя и опоры центратора; *1* – отклонитель; *2* – укороченный забойный двигатель; *3* – долото; *4* – турбобур; *5* – центратор

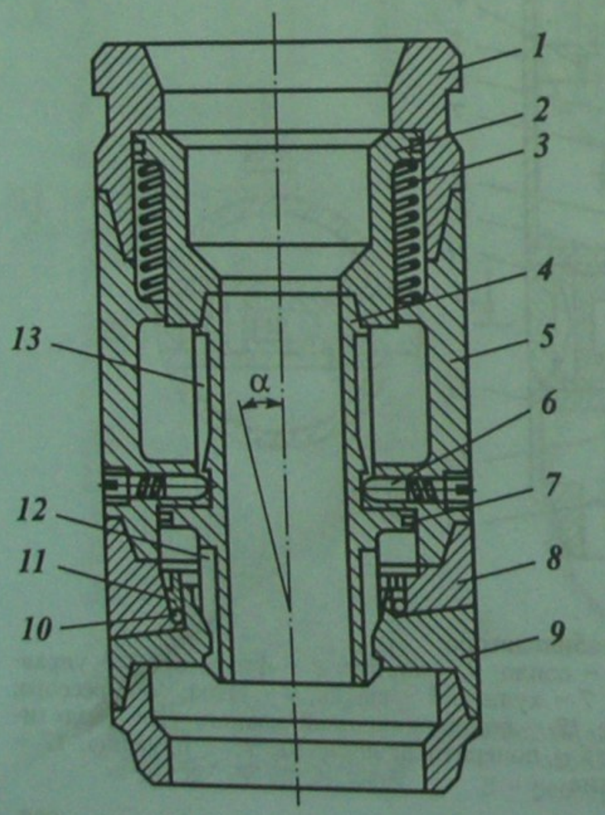


Рис. 10.50. Схема отклонителя типа ОМУ:
1, 8 – переводник; *2* – кольцевой поршень; *3* – пружина; *4* – полый вал; *5* – корпус; *6* – подпружиненный палец; *7* – поршневое кольцо; *9* – нижний переводник; *10* – шары; *11* – кольцо; *12* – шлицевые пазы; *13* – зигзагообразная канавка

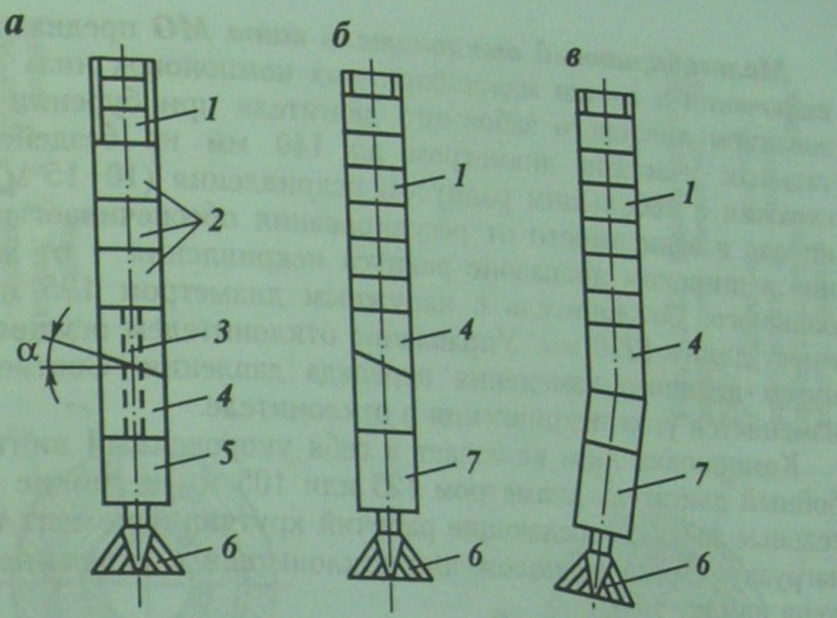


Рис. 10.51. Схема установки отклонителя типа ОМУ в КНБК:
а – с турбобуром; *б* – с коротким двигателем; *в* – рабочее положение отклонителя в КНБК; *1* – УБТ; *2* – турбобур; *3* – торсионный вал; *4* – отклонитель; *5* – шпиндельная секция турбобура; *6* – долото; *7* – двигатель

устройства на поверхность. Устройство имеет несколько фиксированных углов искривления (например α = 0; 1,5; 3,0°), каждому из которых соответствует своя команда.

Схема отклонителя типа ОМУ изображена на рис. 10.50, а схемы его установки и рабочего положения показаны на рис. 10.51. В зависимости от типа приводного модуля команда задается импульсом давления или сбрасыванием шара внутрь колонны труб.

Технические характеристики отклонителей диаметром 172, 195 и 240 мм приведены в табл. 10.32.

Таблица 10.32

Технические характеристики отклонителей-стабилизаторов типа ОМУ конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	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	3-121	3-147	3-171
Масса, кг	150	290	460

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 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. 10.52.

Искривленный переводник 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. В этом исполнении переводники применяются при наборе кривизны по большому и среднему радиусам.

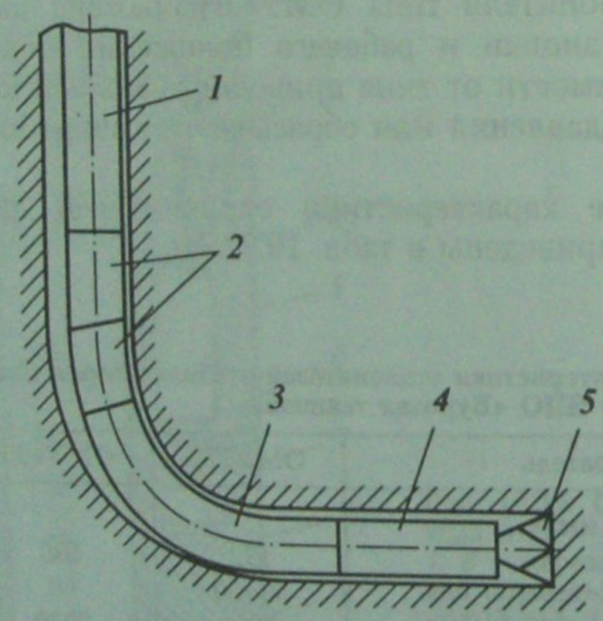


Рис. 10.52. Схема расположения в компоновке низа малогабаритного отклонителя конструкции ОАО НПО «Буровая техника»:
1 – колонна бурильных труб; *2* – гибкие соединительные звенья; *3* – малогабаритный управляемый отклонитель; *4* – двигатель забойный укороченный; *5* – долото

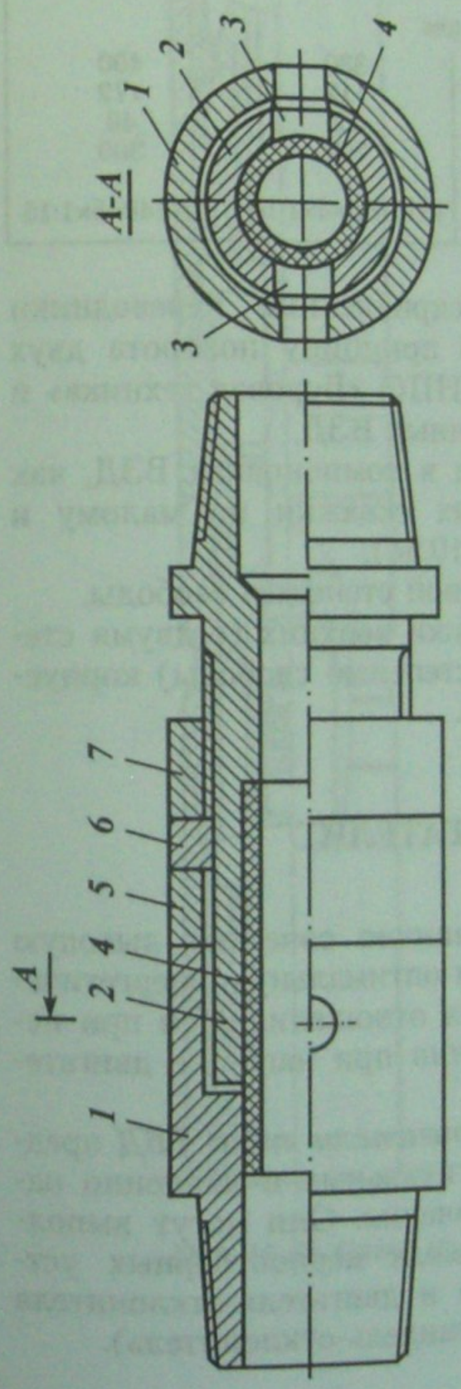


Рис. 10.53. Схема переводника искривленного регулируемого:
1 – переводник верхний; *2* – переводник нижний; *3* – палец; *4* – труба эластичная; *5, 6* – кольца; *7* – гайка

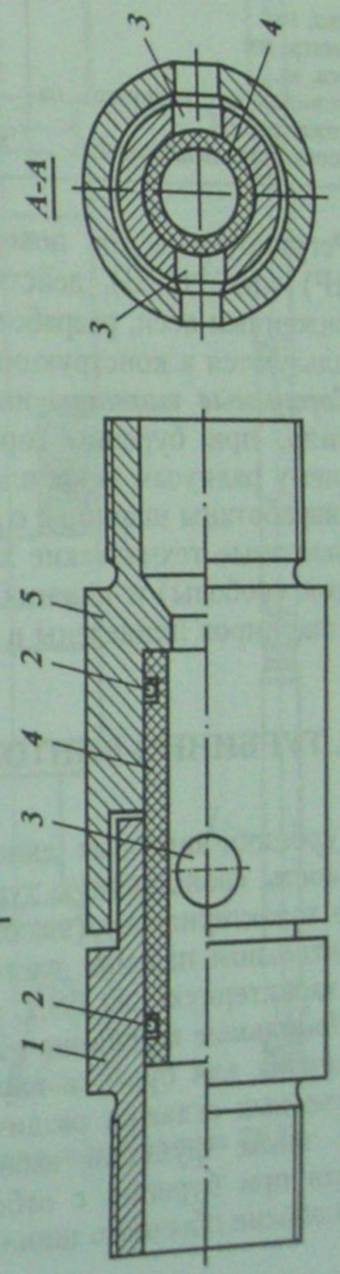


Рис. 10.54. Схема шарнира корпусного двигателя ДГ-108:
1 – переводник верхний; *2* – уплотнение; *3* – палец; *4* – труба эластичная; *5* – переводник нижний

Таблица 10.33

Технические характеристики корпусных шарниров ВЗД типа ДГ, разработанных ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	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	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	МК84×4×1:16	МК97,5×4×1:16	МК140×6×1:16

Регулируемые на поверхности искривленные переводники (ПИР) (рис. 10.53), действующие по принципу поворота двух сопряженных осей, разработаны ОАО НПО «Буровая техника» и используются в конструкциях современных ВЗД.

Корпусные шарниры используются в компоновках ВЗД, как правило, при бурении горизонтальных скважин по малому и среднему радиусам искривления (рис. 10.54).

Разработаны шарниры с двумя и одной степенью свободы.

Основные технические характеристики верхних (с двумя степенями свободы) и нижних (с одной степенью свободы) корпусных шарниров приведены в табл. 10.33.

10.8. ТУРБИННО-ВИНТОВЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Турбинно-винтовые двигатели органично сочетают высокую стойкость, свойственную турбобурам, и оптимальную энергетическую характеристику (высокий уровень отношения M/n при незначительном падении частоты вращения при нагрузке двигателя), характерную для ВЗД.

Модульные турбинно-винтовые 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).

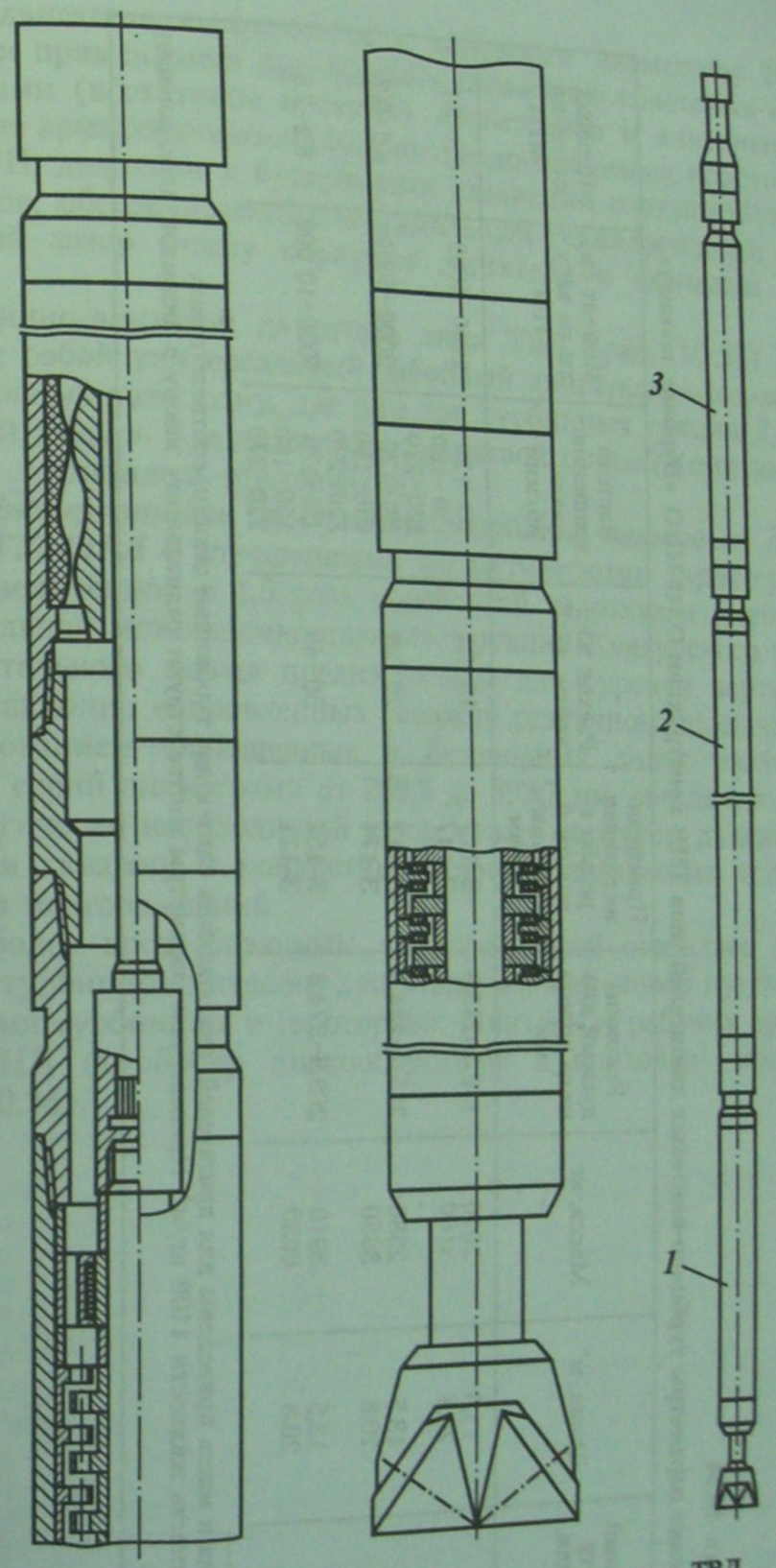


Рис. 10.55. Схема турбинно-винтового двигателя типа ТВД

Таблица 10.34

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 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.

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 и алмазными, в 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. 10.55) 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).

Унифицированные модульные турбинно-винтовые двигатели 2ТУ240КД с улучшенными энергетическими характеристиками, увеличенной в 1,5 раза наработкой на отказ и уменьшенной удельной металлоемкостью конструкции Кунгурского машиностроительного завода 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.

Наиболее востребованным у потребителей оказалась конструкция турбинно-винтового двигателя, выполненного путем агрегирования турбинных и героторных (винтовых) рабочих органов, типа ТНВ (турбобур низкооборотный с винтовым модулем) (табл. 10.34).

11

ПРОМЫВКА СКВАЖИН И БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

При бурении скважин важнейшее значение имеют буровые промывочные растворы. От их способности выполнять свои функции в различных геолого-технических условиях зависит эффективность буровых работ.

Термины, характеризующие свойства растворов, и их определения приведены в табл. 11.1 и рис. 11.1.

Таблица 11.1

Термины и определения основных показателей бурового раствора

Термин	Единица физической величины	Определение
Плотность	кг/м^3 (г/см^3)	Масса единицы объема бурового раствора
Условная вязкость	с	Величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению, определяемая временем истечения заданного объема бурового раствора через вертикальную трубку
Касательное напряжение сдвига	Па	Величина, характеризующая сопротивление бурового раствора сдвигу, определяемая силой, вызывающей этот сдвиг и приложенной к единице поверхности сдвига
Пластическая вязкость	Па·с	Величина, характеризующая темп роста касательных напряжений сдвига при увеличении скорости сдвига в случае, когда зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига представлена в виде прямой (не проходящей через начало координат), определяемая углом наклона этой прямой
Динамическое напряжение сдвига	Па	Величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора течению, определяемая отрезком на оси касательного напряжения сдвига, отсекаемым прямой, отображающей зависимость касательной напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора
Эффективная вязкость	Па·с	Величина, косвенно характеризующая вязкость бурового раствора, определяемая отношением касательного напряжения сдвига к соответствующему градиенту скорости сдвига

Продолжение табл. 11.1

Термин	Единица физической величины	Определение
Статическое напряжение сдвига	Па	Величина, характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора, находящегося в покое заданное время, определяемая касательным напряжением сдвига, соответствующим началу разрушения его структуры
Показатель фильтрации	см^3	Величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины, определяемая количеством дисперсионной среды, отфильтрованной через проницаемую перегородку ограниченной площади под действием определенного перепада давления за определенное время
Толщина фильтрационной корки	мм	Величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора к образованию временной крепи на стенках скважины, определяемая толщиной слоя дисперсной фазы, отложившейся на ограниченной поверхности проницаемой перегородки под действием определенного перепада давления за определенное время
Показатель коллоидальности	–	Величина, косвенно характеризующая физико-химическую активность дисперсной фазы бурового раствора, определяемая количеством вещества, адсорбированного единицей массы дисперсной фазы
Коэффициент коллоидальности	–	Величина, равная отношению показателя коллоидальности дисперсной фазы бурового раствора к показателю коллоидальности эталонной дисперсной фазы бурового раствора
Показатель минерализации	–	Величина, косвенно характеризующая содержание водорастворимых солей в буровой растворе, условно определяемая эквивалентным содержанием солей хлористого натрия
Водородный показатель	–	Величина, характеризующая активность или концентрацию ионов водорода в буровом растворе, равная отрицательному десятичному логарифму активности или концентрации ионов водорода
Напряжение электропробоя	В	Величина, косвенно характеризующая стабильность буровых растворов на углеводородной основе, определяемая разностью потенциалов в момент разряда тока между расположенными на определенном расстоянии электродами, погруженными в буровой раствор
Электрическое сопротивление	Ом	Сопротивление бурового раствора проходящему через него электрическому току
Показатель консистенции бурового раствора	Па	Коэффициент степенной функции, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига в выбранном интервале скоростей при течении бурового раствора
Показатель неньютоновского поведения бурового раствора	–	Показатель степени функции, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора
Показатель седиментации бурового раствора	–	Величина, косвенно характеризующая стабильность бурового раствора и определяемая количеством дисперсной фазы, отделившейся от определенного объема бурового раствора в результате

Продолжение табл. 11.1

Термин	Единица физической величины	Определение
		гравитационного разделения компонентов за определенное время
Удельная теплоемкость бурового раствора	Дж/(кг·°С)	Количество теплоты, необходимой для нагревания единицы массы бурового раствора на один градус
Коэффициент теплопроводности бурового раствора	Вт/(м·°С)	Величина, характеризующая способность бурового раствора проводить теплоту, определяемая количеством теплоты, проходящей в единицу времени через единицу изотермической поверхности при температурном градиенте, равном единице
Термический коэффициент объемного расширения	–	Величина, характеризующая изменение объема бурового раствора с изменением температуры при постоянном внешнем давлении и определяемая относительным изменением объема при нагревании на 1 К, отнесенного к объему бурового раствора при данной температуре

Термины и определения, отражающие основные операции технологического процесса промывки скважин, приведены в табл. 11.2 и на рис. 11.2.

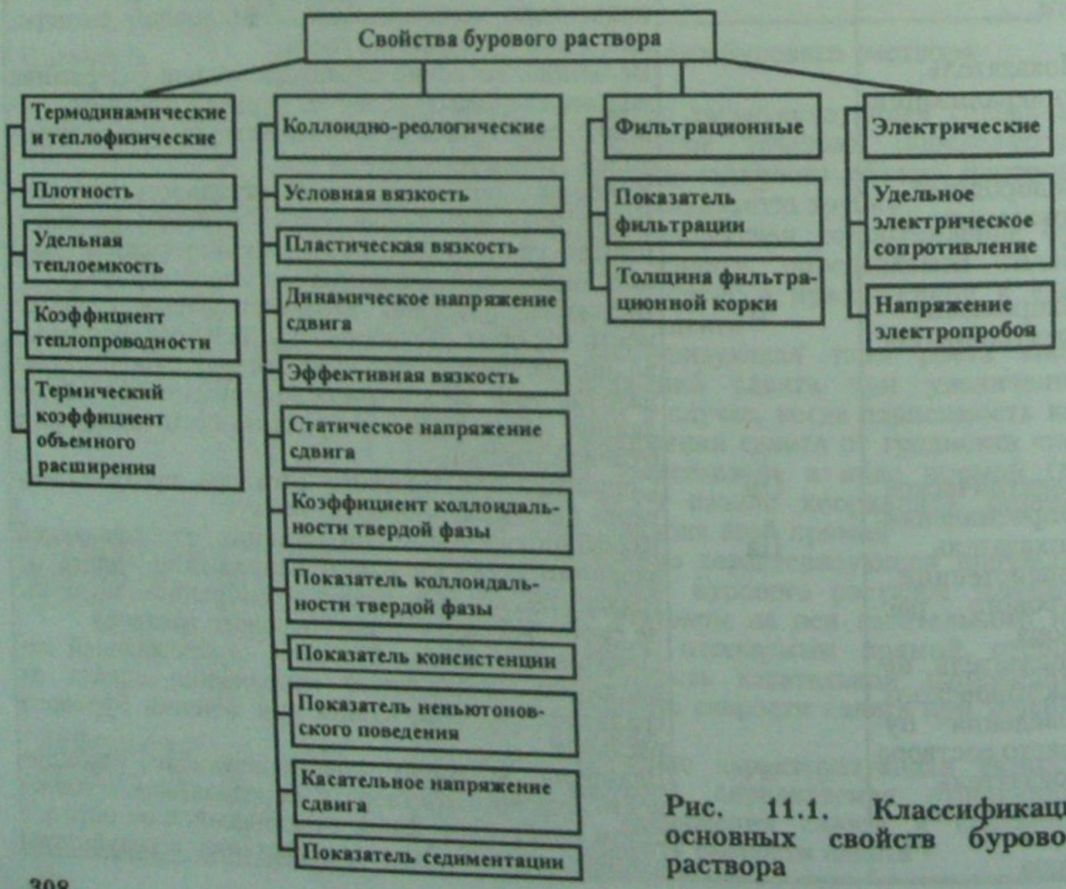


Рис. 11.1. Классификация основных свойств бурового раствора

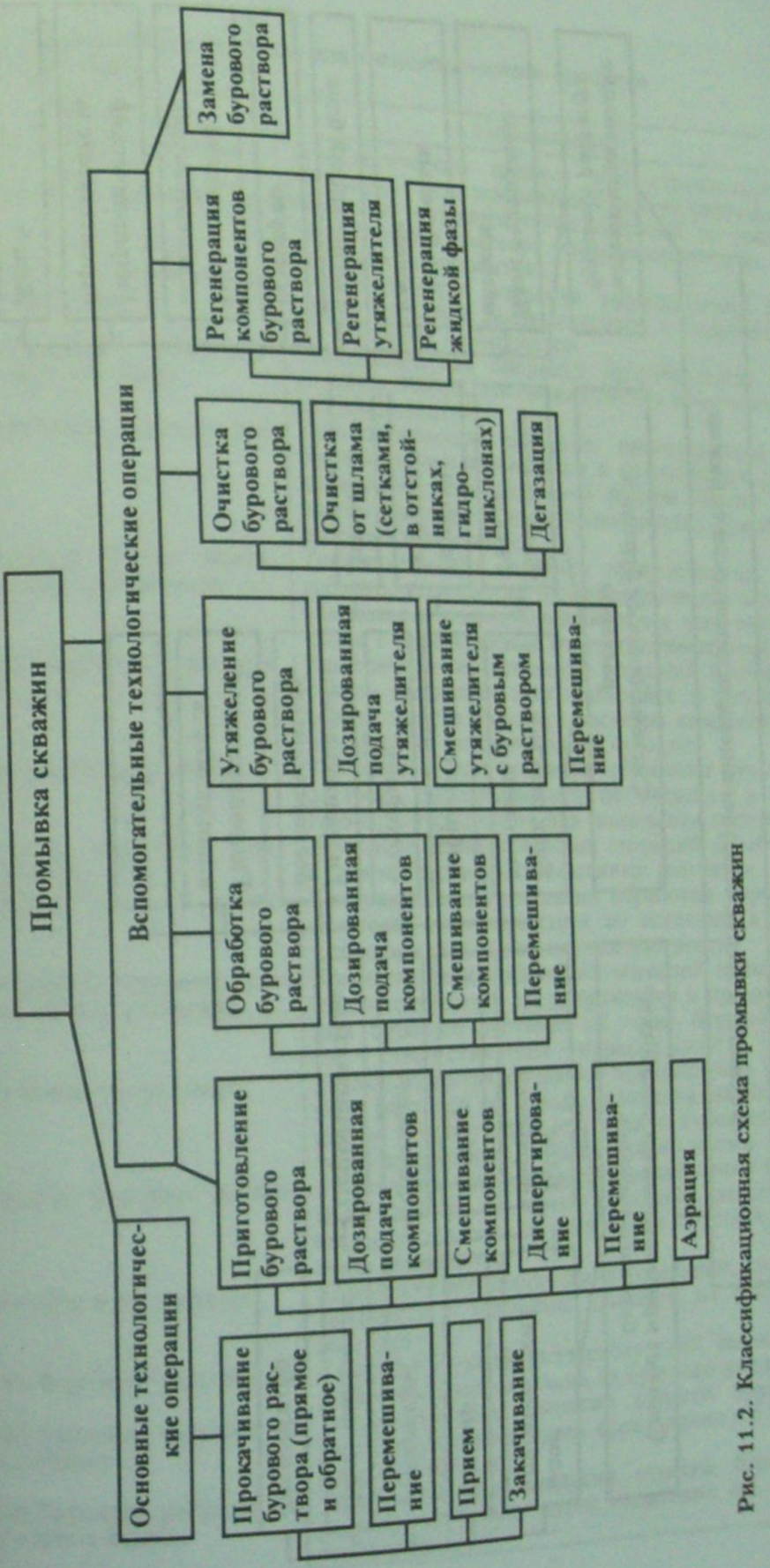


Рис. 11.2. Классификационная схема промывки скважин

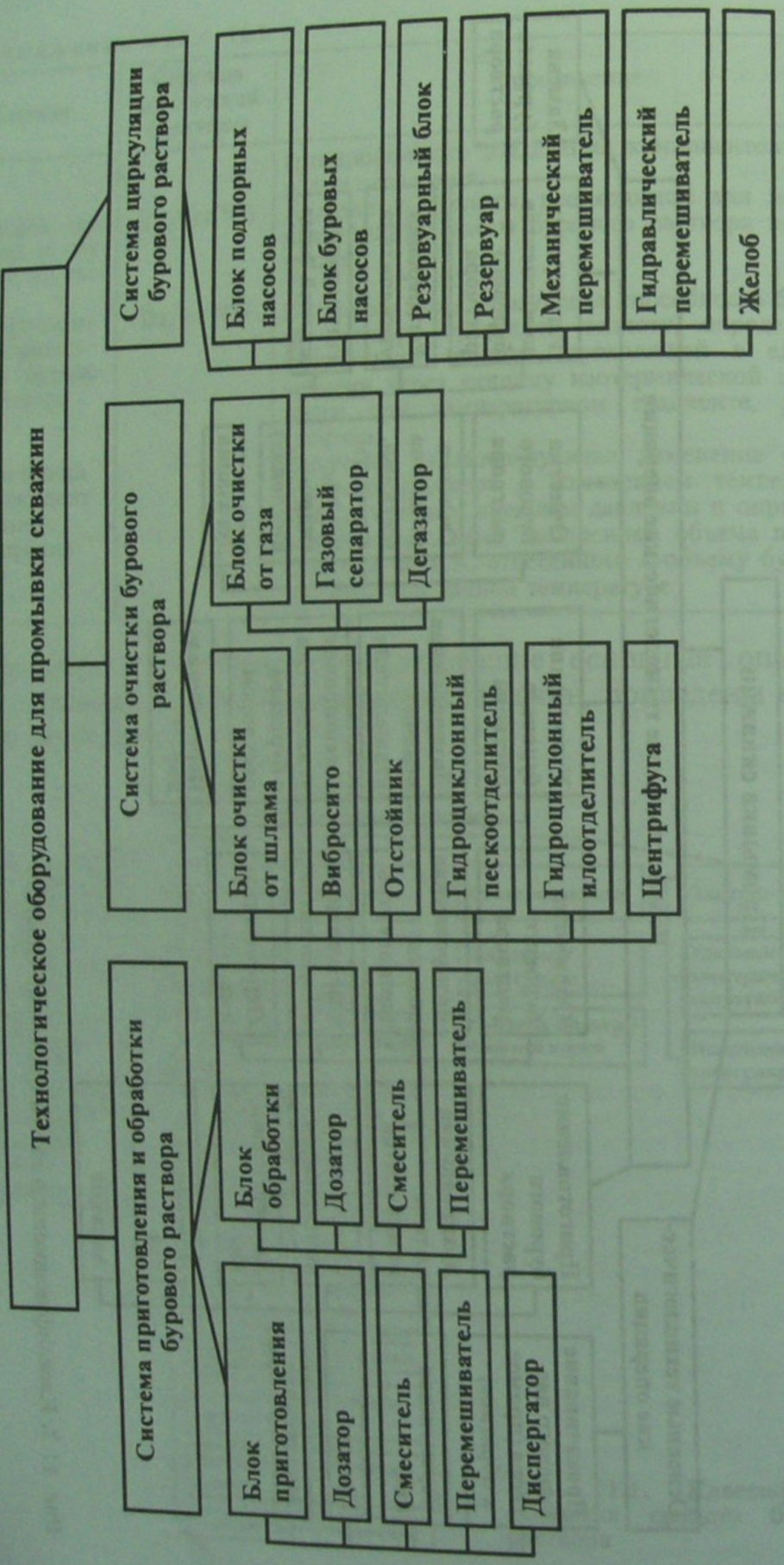


Рис. 11.3. Классификационная схема технологического оборудования для промывки скважин

Таблица 11.2

Основные термины и определения для технологического процесса промывки скважины

Термин	Определение
Промывка ствола скважины	Технологический процесс при строительстве скважины с использованием бурового раствора
Приготовление бурового раствора	Комплекс технологических операций по созданию бурового раствора определенного типа из исходных компонентов
Смешивание компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления бурового раствора, заключающаяся в соединении его исходных компонентов
Диспергирование компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления бурового раствора, заключающаяся в измельчении его компонентов
Перемешивание бурового раствора	Технологическая операция приготовления и обработки, заключающаяся в равномерном распределении компонентов в данном объеме бурового раствора и вовлечении объема бурового раствора в движение
Дозированная подача компонентов бурового раствора	Технологическая операция приготовления, обработки, утяжеления бурового раствора, заключающаяся в подаче компонентов в зону смешивания в определенном количестве во времени
Обработка бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в регулировании свойств бурового раствора химическими или физико-механическими методами
Аэрация бурового раствора	Технологическая операция обработки бурового раствора, заключающаяся во введении в него газообразных агентов для понижения плотнос ги
Химическая обработка бурового раствора	Комплекс технологических операций обработки бурового раствора химическими реагентам
Утяжеление бурового раствора	Технологическая операция обработки бурового раствора, заключающаяся во введении в него утяжелителя для повышения плотности
Прокачивание бурового раствора по стволу скважины	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в прокачивании бурового раствора по схеме буровой насос – ствол скважины – буровой насос
Подпор бурового раствора	Технологическая операция прокачивания бурового раствора по стволу скважины, заключающаяся в принудительной подаче бурового раствора в приемную линию бурового насоса
Закачивание бурового раствора	Технологическая операция прокачивания бурового раствора по стволу скважины, заключающаяся в приемке и нагнетании бурового раствора в скважину
Очистка бурового раствора	Комплект технологических операций, заключающийся в удалении примесей из бурового раствора
Очистка бурового раствора от шлама	Комплекс технологических операций, заключающийся в удалении шлама из бурового раствора
Очистка бурового раствора от шлама сетками	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем пропускания его через вибрирующую сетку
Очистка бурового раствора от шлама в отстойниках	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем осаждения его в отстойниках

Продолжение табл. 11.2

Термин	Определение
Очистка бурового раствора от шлама в гидроциклонах	Технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем отделения его под действием инерционных сил в гидроциклонах
Дегазация бурового раствора	Технологическая операция очистки бурового раствора по удалению из него газообразного агента
Регенерация компонентов бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в извлечении исходных компонентов из бурового раствора для последующего их использования
Замена бурового раствора	Комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в замещении всего рабочего объема или его части другим буровым раствором

Основная технологическая операция промывки скважины – прокачивание бурового раствора по ее стволу. Однако для выполнения этой операции необходимо реализовать вспомогательные операции: приготовление бурового раствора, его утяжеление, обработку химическими реагентами, очистку от шлама и газа и др.

Технологическое оборудование для промывки скважин (рис. 11.3) представляет собой ряд взаимосвязанных систем: приготовления и обработки бурового раствора, очистки его от шлама и газа, циркуляции. Каждая система включает ряд блоков и (или) несколько единиц оборудования. Эффективность работы каждого блока зависит от качества работы всех систем.

11.1. ФУНКЦИИ ПРОЦЕССА ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

Технологический процесс промывки скважин должен быть спроектирован и реализован так, чтобы достичь лучших технико-

Таблица 11.3

Функции и ограничения процесса промывки скважин

Функция	Ограничение
Разрушать забой	Не разрушать долото, бурильный инструмент и оборудование
Очищать забой от шлама и транспортировать шлам на дневную поверхность	Не размывать ствол скважины
Компенсировать избыточное пластовое давление флюидов	Не приводить к поглощениям раствора и не подвергать гидроразрыву пласты
Предупреждать овалы стенок скважины	Не ухудшать проницаемость продуктивных горизонтов
Взвешивать компоненты раствора и шлам	Не приводить к высоким потерям гидравлической энергии
Сбрасывать шлам в отвал	Не сбрасывать в отвал компоненты бурового раствора
Смазывать и охлаждать долото, бурильный инструмент и оборудование	Не вызывать осыпей и обвалов стенок скважины

экономических показателей бурения. При этом главное внимание необходимо уделять выполнению основных технологических функций и ограничений, приведенных в табл. 11.3.

11.2. РЕАГЕНТЫ И ДОБАВКИ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ

Обогащение бурового раствора твердой фазой происходит в основном при разбуривании глинистых пород, легко диспергирующихся и переходящих в раствор. Такое перенасыщение мелкодисперсными частицами приводит к росту вязкости и предельного статического напряжения сдвига.

Минерализация бурового раствора возникает как за счет проявлений пластовых вод, так и вследствие проходки каменных солей, ангидритов, гипсов. Она может вызвать изменение как структурно-механических, так и фильтрационных показателей.

Высокие температуры и давления приводят к повышению водоотдачи и снижению вязкости раствора. Предельное статическое напряжение сдвига (СНС) при этом, как правило, повышается. Однако иногда с ростом температур СНС может и снижаться.

Обработка химическими реагентами проводится для обеспечения тех или иных качественных показателей, но основное ее назначение – стабилизация бурового раствора как дисперсной системы либо изменение структурно-механических свойств этой системы.

Под стабилизацией бурового раствора понимается приведение его в устойчивое состояние. Сущность процесса стабилизации – предотвращение укрупнения (агрегирования) твердой фазы за счет гидрофильности частиц, адсорбционной защитной пленки и соответствующего заряда оболочек.

Реагенты, применяемые для обработки буровых растворов, по характеру действия и назначению можно разделить на две группы: электролиты и защитные высокомолекулярные вещества. Кроме того, для регулирования свойств буровых растворов используются добавки, которые делятся на поверхностно-активные вещества, снижающие поверхностное натяжение на границе с газом и нефтью; пеногасители; утяжелители и смазочные добавки.

11.2.1. ЭЛЕКТРОЛИТЫ

Действие электролитов на буровые растворы связано с состоянием ионных оболочек, окружающих частицы твердой фазы.

Толщина этих оболочек и их заряд зависят от концентрации ионов в жидкой фазе и от свойств этих ионов.

Эффект обработки электролитами определяется концентрацией добавляемых в раствор ионов и их свойствами – в первую очередь, валентностью. Наибольшее значение имеют катионы, хотя свойства анионов также сказываются на показателях буровых растворов.

При дальнейшем добавлении электролита заряд и гидратация частиц начинают уменьшаться, в результате чего возрастают возможности слипания частиц друг с другом. Вначале слипание происходит преимущественно по граням и углам частиц. При этом усиливаются тиксотропные свойства бурового раствора, повышаются вязкость и предельное статическое напряжение сдвига. Этот интервал изменения концентрации электролита называется областью структурообразования.

Наконец, при больших концентрациях электролита заряд ионного облака приближается к нулю, так как свободные отрицательные заряды поверхностей частиц глины полностью насыщаются катионами из раствора; соответственно уменьшается гидратация частиц. При этом частицы глины слипаются друг с другом в любых положениях и образуют крупные агрегаты, оседающие в растворе. Эта область высоких концентраций электролита называется областью коагуляции.

Для двух- и более валентных катионов область стабилизации отсутствует, и сравнительно небольшие концентрации электролитов вызывают коагуляцию системы.

При обработке буровых растворов электролитами происходит обмен катионов, находящихся на поверхности частиц глины и в дисперсионной среде.

Если при этом катионы, повышающие стабильность дисперсной системы промывочной жидкости (например, Na^+, Li^+), замещают у поверхности частиц глины катионы, ухудшающие стабильность системы (H^+, Ca^{2+}, Al^{3+}), то происходит стабилизация раствора. В противном случае происходят структурообразование и коагуляция.

Влияние анионов на свойства буровых растворов проявляется следующим образом. Они могут связывать катионы H^+ и повышать pH раствора, способствуя его стабилизации. Они могут связывать ионы Ca^+ и удалять их из раствора. Так, анион CO_3^{2-} с Ca^{2+} образует труднорастворимое соединение – мел $CaCO_3$.

На практике различное действие анионов легко заметить. Так, если NaOH и Na_2CO_3 дают ярко выраженную область стабилизации, то NaCl вызывает только структурообразование и коагуляцию.

Из электролитов для обработки буровых растворов чаще всего применяют кальцинированную и каустическую соду, жидкое стекло, поваренную соль, известь, цемент и фосфаты.

Кальцинированная сода (углекислый натрий Na_2CO_3) плохо растворяется в холодной воде. С повышением температуры ее растворимость увеличивается. Na_2CO_3 – один из наиболее употребляемых реагентов. Этот реагент дает возможность получить пригодные для бурения промывочные жидкости из глин, которые без химической обработки не могут быть использованы. Такие кальциевые глины при обработке кальцинированной содой переходят в хорошо набухаемые и легко диспергируемые натриевые. Плотность реагента 2,5 г/см^3.

Каустическая сода (едкий натр, каустик NaOH) широко применяется как составная часть многих реагентов – защитных коллоидов. Плотность ее 2,02 г/см^3.

Жидкое стекло (силикат натрия или калия). Общая химическая формула щелочных силикатов имеет вид $R_2O{\cdot}nSiO_2$, где R_2O может быть Na_2O или K_2O; n – число молекул кремнезема.

В бурении применяется силикат натрия, водный раствор которого представляет собой вязкую жидкость от светло-желтого до желто-коричневого и серого цвета. Плотность жидкого стекла 1,3–1,8 г/см^3.

При добавлении жидкого стекла к буровым растворам в количестве до 3–5 % (по массе) от объема его вязкость и предельное статическое напряжение сдвига значительно повышаются.

Жидкое стекло способствует росту pH системы, добавки его могут привести к росту значения pH до 12 и выше. Силикат натрия применяют при борьбе с поглощениями как для повышения вязкости, так и в качестве составной части быстросхватывающихся паст для закупоривания трещин и каверн.

На основе жидкого стекла приготовляют силикатные буровые растворы. Силикатные растворы из жидкого стекла, воды, соли и бентонитовой глины применяют для предупреждения набухания и гидратации склонных к обвалам глинистых сланцев.

Поваренная соль (хлористый натрий NaCl) может быть использована для повышения структурно-механических свойств буровых растворов, обработанных защитными коллоидами, в частности, углещелочным реагентом. Для повышения СНС поваренная соль применяется также при бурении на карбонатно-глинистых суспензиях.

Насыщенные растворы соли применяют при проходке пластов каменной соли, в которых вода или пресный буровой раствор, растворяя стенки скважины, образует каверны, а также в отложениях, представленных набухающими глинами.

Известь $Ca(OH)_2$ используется для специальных целей обработки буровых растворов как реагент-структурообразователь. Добавление извести в количестве 3–5 % к объему раствора значительно повышает его вязкость. Известь применяют также для получения кальциевых растворов (совместно с каустической содой, танинами или лигносульфонатами).

Цемент. Действие цемента на буровые растворы подобно влиянию извести; оно также связано с образованием ионов кальция. Цемент можно применять для повышения показателей вязкости и предельного напряжения сдвига. Случайное, не регламентированное попадание цемента в буровые растворы, так же как и извести, приводит к нежелательным результатам: значительно увеличивается водоотдача, растет толщина фильтрационной корки.

Углекислый барий $BaCO_3$ представляет собой белый или светло-серый тяжелый порошок. Применяется для удаления из буровых растворов ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-}. С этими ионами он образует практически нерастворимый осадок $BaSO_4$ и $CaCO_3$.

Фосфаты. Различные соли фосфатной кислоты – гексаметафосфат натрия $(NaPO_3)_6$, тетрафосфат натрия $Na_6P_4O_{13}$, пирофосфат натрия $Na_4P_2O_7$ – применяют для понижения вязкости и предельного напряжения сдвига. Эти реагенты используются и для удаления ионов кальция. Фосфаты не обеспечивают длительного воздействия, они не термостойки и при температурах 80–100 °С теряют активность.

11.2.2. ЗАЩИТНЫЕ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫЕ ВЕЩЕСТВА (КОЛЛОИДЫ)

Реагенты этой группы распадаются в воде на крупные молекулы, которые покрывают частички глины (адсорбируются на них) и создают вокруг последних защитные слои. При этом повышаются гидрофильность глинистых частиц и агрегативная устойчивость системы. Макромолекулы таких реагентов, а также слои, образуемые ими на элементарных кристалликах глины, способствуют увеличению плотности фильтрационных корок, в результате чего снижается водоотдача буровых растворов.

Адсорбируясь на гранях и ребрах глинистых частиц, высокомолекулярные соединения в большинстве случаев уменьшают их сцепление друг с другом, снижая вязкость и предельное статическое напряжение сдвига системы.

В качестве таких защитных высокомолекулярных веществ применяются углещелочной реагент (УЩР), торфощелочной реагент (ТЩР), сульфит-спиртовая барда (ССБ), конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ), окисленный и замещенный лигносульфонат (окзил), окисленные гидролизные лигнины (нитролигнин и хлорлигнин), сульфированный нитролигнин (сунил), полифенольный лесохимический реагент (ПФЛХ), пековый реагент (пекор), сульфитно-корьевой реагент (сулькор), синтан-5, крахмал, карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), сульфоэфирцеллюлоза (СЭЦ), гидролизованный полиакрилонитрил (гипан, К-4), метакриловый сополимер (метас), гидролизованный полиакриламид (РС-2) и др.

Углещелочной реагент является одним из самых эффективных, дешевых и доступных. Выработаны следующие оптимальные соотношения его компонентов: бурого угля 10–15 %, сухой каустической соды 2–5 % (по массе к объему реагента). Наиболее эффективным считается УЩР, содержащий 13 % бурого угля и 2 % каустической соды. Состав реагента записывают упрощенно, например УЩР-13-2.

Реагент хорошего качества должен содержать 4–5 % гуминовых веществ.

Адсорбируясь на поверхности твердой фазы, натриевые соли гуминовых кислот улучшают взаимосвязь глинистых частичек с дисперсионной средой – водой, создавая прочные гидратные оболочки, препятствующие сближению, слипанию частичек и предупреждающие коагуляцию. В то же время эти вещества способствуют дальнейшему диспергированию более крупных частичек твердой фазы, т.е. являются пептизаторами.

При оптимальных добавках УЩР значительно снижается водоотдача и улучшаются структурно-механические свойства буровых растворов.

УЩР имеет недостатки, основной из которых – значительная чувствительность обработанных им буровых растворов к действию агрессивных ионов. При повышенной минерализации среды может резко возрасти водоотдача и даже произойти выпадение твердой дисперсной фазы. Растворы, обработанные УЩР, способствуют повышению липкости корок на стенке скважины и частиц выбуренной породы.

Торфощелочной реагент подобен УЩР. Главное отличие ТЩР в том, что он, а также обработанные им буровые растворы имеют большую вязкость. Оптимальное соотношение компонентов ТЩР следующее: 10 % торфа и 2 % каустической соды. Торфощелочной реагент менее активен, чем УЩР.

Сульфит-спиртовая барда – отход производства целлюлозы при сульфитном способе варки.

В зависимости от степени выпаривания ССБ может быть жидкой или твердой. Реагент должен иметь плотность 1,28 г/см^3,

что соответствует содержанию в нем 50 % сухих веществ. Действие ССБ на буровые растворы обусловлено наличием в ней лигносульфоновых кислот. Лигно-сульфоновые кислоты растворяются в воде и без добавления щелочи, но так как ССБ обычно имеет кислую реакцию (pH = 5÷6), то при изготовлении реагентов на буровых в нее необходимо добавлять щелочь.

В состав щелочного реагента входит обычно от 20 до 40 % ССБ (в расчете на сухое вещество) и 3–5 % (по массе) сухого едкого натра от объема реагента.

Сульфит-спиртовая барда на буровые растворы действует иначе, чем УЩР и ТЩР. При обработке ССБ буровых растворов, приготовленных на пресной воде, значительное снижение водоотдачи происходит только при добавлении больших количеств реагента.

С повышением минерализации эффективность ССБ возрастает, поэтому иногда специально готовят буровые растворы, обработанные ССБ (без щелочи), с добавлением 15–20 % (по массе) поваренной соли (сульфит-солевые растворы).

Конденсированная сульфит-спиртовая барда – реагент, разработанный В.С. Барановым, является продуктом конденсации сульфит-спиртовой барды с формальдегидом и фенолом в кислой среде, с последующей нейтрализацией каустиком до pH = = 6÷7. КССБ активно снижает водоотдачу буровых растворов, приготовленных как на пресной, так и на минерализованной воде. Растворы, обработанные этим реагентом, устойчивы против воздействия цемента, электролитов, а также при высоких температурах (до 200 °С) и давлениях (до 80 МПа). Они имеют пониженную липкость, и при их фильтрации отлагаются тонкие плотные корки.

Реагент выпускается трех марок: КССБ-1 для улучшения качества обычных буровых и известковых растворов, приготовленных на пресной воде, при содержании в них солей до 10 %; КССБ-2 для обработки растворов, содержащих более 10 % солей, а также известковых и высококальциевых; КССБ-4 для улучшения качества буровых растворов как пресных, так и высокоминерализованных при температурах выше 130 °С.

Окисленный и замещенный лигносульфонат (окзил) представляет собой продукт окисления сульфит-спиртовой барды хромпиком в кислой среде. Буровым предприятиям окзил поставляется в виде темно-коричневой жидкости плотностью 1,12–1,14 г/см^3 с содержанием сухого вещества 25 % (pH = 3÷5) или в виде сыпучего однородного порошка зеленовато-коричневого цвета.

Окзил является высокоактивным понизителем вязкости и

предельного статического напряжения сдвига, он устойчив в широком диапазоне температур (20–200 °С) и при бурении в глинах, гипсах, ангидритах, аргиллитах. Эффективно работает в ингибированных, известковых, гипсовых, хлоркальциевых растворах. Основное условие успешного применения указанного продукта – поддержание pH бурового раствора не ниже 8,5–9. При меньшей щелочности его действие проявляется недостаточно.

В пресных и слабоминерализованных буровых растворах окзил эффективно снижает водоотдачу.

Окисленный лигнин – реагент, получаемый окислением гидролизного лигнина азотной кислотой (нитролигнин) или хлором (хлорлигнин). Используется в качестве понизителя вязкости и напряжения сдвига и применяется в виде 5%-ного раствора при соотношении с каустиком от 1:0,2 до 1:0,5.

Сульфинированный нитролигнин (сунил) хорошо растворим в воде, является эффективным понизителем вязкости и статического напряжения сдвига, применяется в виде 10%-ного водного раствора, pH которого составляет 7. Сунил используется без добавок каустической соды. Обработанные им буровые растворы могут иметь pH, близкий к 7.

Лесохимический полифеновый реагент используется в качестве понизителя вязкости и СНС. Для обработки буровых растворов он применяется в виде водных или водно-щелочных растворов 5–10%-ной концентрации. Соотношение ПФЛХ и щелочи варьируется от 1:0,1 до 1:0,5.

Крахмал – смесь полисахаридов, имеющих общую формулу $(C_6H_{10}O_5)_n$. Для обработки промывочных жидкостей могут использоваться различные виды крахмала: картофельный, кукурузный, рисовый, пшеничный и др. Крахмал применяется в виде щелочного клейстера. Количество щелочи в нем определяется опытным путем. В среднем требуется 1–1,5 % каустической соды (на сухое вещество). В сильноминерализованных водах добавки щелочи повышаются до 2–4 %. Крахмальный реагент готовится с максимальной концентрацией в нем сухого продукта 8–10 %, позволяющей сохранить текучесть раствора.

Крахмальный реагент целесообразно применять для снижения водоотдачи при проходке сильнозасоленных пород (по существу при любой минерализации). Растворы крахмала подвергаются бактериальному разложению (ферментации). Применяется модифицированных крахмал, химически и термически обработанный, хорошо растворимый в воде и не требующий добавок щелочи. Крахмал не термостоек. Его рекомендуется применять при забойных температурах выше 100 °С.

Карбоксиметилцеллюлоза представляет собой натриевую соль целлюлозогликоевой кислоты. Плотность сухой КМЦ 1,7 г/см^3. Она растворяется в количестве до 10 %, затем растворимость ее ухудшается.

В качестве реагента-понизителя водоотдачи КМЦ весьма активна. В некоторых случаях она снижает и СНС. При введении КМЦ вязкость раствора не уменьшается; нередко при добавках КМЦ она даже возрастает. Применяется главным образом при повышенной минерализации (в количестве 0,5–1 % сухого вещества) в тех случаях, когда УЩР уже может может стабилизировать буровые растворы. Из группы реагентов КМЦ наиболее эффективен КМЦ-600, который отличается более высокой степенью полимеризации (600±30) и вязкостью (16–17 мПа·с).

Гидролизованный полиакрилонитрил (гипан) используется как понизитель водоотдачи. Он весьма эффективен (наибольшая эффективность отмечается в высокотемпературных условиях – при 140–200 °С), обеспечивает устойчивую низкую водоотдачу при большой солености, особенно в сочетании с другими защитными реагентами (ССБ, КМЦ, крахмалом).

В слабоминерализованных средах при высоких забойных температурах скважин Ставрополья и Кубани гипан широко используется совместно с УЩР. В Пермской области при хлорнатриевой агрессии он применяется в сочетании с ССБ. Расход этого реагента для обработки пресных буровых растворов 0,2–0,5 % (в пересчете на сухое вещество). В зависимости от забойной температуры оптимальные добавки гипана, необходимые для снижения водоотдачи минерализованных и слабоминерализованных буровых растворов, колеблются в пределах от 0,50 до 0,75 % (при 100–140 °С) и от 0,75 до 2,0 % (при 140–200 °С). Различают две модификации реагента: гипан-1 и гипан-0,7.

Метакриловый сополимер (метас) снижает водоотдачу бурового растворов, содержащих любое количество хлористого натрия. Этот реагент эффективен как при низких, так и при высоких температурах (до 250 °С). В зависимости от свойств глины и ее концентрации, содержания соли, pH, забойной температуры и других факторов добавки метаса для получения необходимой водоотдачи колеблются от 0,2 до 2 %.

11.2.3. ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА

Одним из методов интенсификации отдачи продуктивных пластов является вскрытие их с использованием буровых растворов с добавками поверхностно-активных веществ (ПАВ), т.е. веществ, понижающих поверхностное натяжение на границах

жидкость – газ, жидкость – жидкость. Поверхностно-активные вещества по химическому соединению разделяются на три группы:

1) неиногенные, к которым относятся спирты, слабодиссоциирующие карбоновые кислоты и амины, продукты конденсации полимеризованной окиси этилена, желатина, белковые вещества, полисахариды;

2) анионоактивные, диссоциирующие в водной среде на поверхностно-активные анионы и инактивные катионы (ионы водорода или металлов). Это – мыла, сульфокислоты, эфиры серной кислоты и их соли;

3) катионоактивные, молекулы которых диссоциируют на ионы, из которых поверхностно-активны является катион. К таким ПАВ относятся органические азотсодержащие основания и их соли – соли алкил- и акриламинов четырехзамещенных аммониевых оснований.

В качестве добавок к буровым растворам для вскрытия продуктивных пластов наибольшее применение получили водорастворимые ПАВ ионогенного типа (анионоактивные) – сульфонол, сульфонатриевые соли – и неионогенные – ОП-10, УФЭ$_8$.

Некоторые исследователи указывают на более эффективное действие неиногенных поверхностно-активных веществ (ОП-10) по сравнению с анионоактивными (сульфонол, СНС), так как последние высаливаются в минерализованных средах.

11.2.4. ПЕНОГАСИТЕЛИ

Химическая обработка буровых растворов сульфит-спиртовой бардой, конденсированной сульфит-спиртовой бардой, окзилом, окисленым лигнином, пекором, сулькором и некоторыми другими подобными реагентами приводит к вспениванию системы.

Для предупреждения и ликвидации вспенивания в буровой практике применяются пеногасители.

Наиболее широко распространены следующие пеногасители: сивушное масло, соапсток, костный жир, флотомасло, кальциевый мылонафт, полиметилсилоксановые жидкости (ПМС), синтетические жирные кислоты (СЖК), окисленный петролатум, нейтрализованный черный контакт (НЧК), резиновая или полиэтиленовая крошка в соляровом масле (РС и ПЭС). Высокоэффективен пеногаситель РС на основе резины СКС-30 АРМ-15. Хорошие результаты получены при использовании смеси окисленного петролатума с графитом в соляровом масле.

11.2.5. УТЯЖЕЛИТЕЛИ

Повысить плотность буровых растворов можно только путем добавления к этой системе утяжелителей – тонко размолотых порошков тяжелых минералов. В качестве утяжелителей чаще всего применяют барит, гематит и магнетит.

Барит $BaSO_4$ представляет собой тонкий белый или серовато-тый порошок. Лучшим считается беловский барит плотностью 4,1–4,2 г/см^3. Преимуществами барита являются малое содержание растворимых солей (электролитов), повышающих вязкость буровых растворов, и сравнительно небольшая твердость его зерен. Твердость зерен утяжелителя определяет износ деталей буровых насосов и турбобуров, а также бурильных труб и долот.

Гематит Fe_2O_3 представляет собой красно-бурый порошок плотностью 4,3–4,6 г/см^3. Преимуществом гематита является высокая плотность, позволяющая получать высокую плотность промывочных жидкостей; недостатком – значительная твердость зерен, обусловливающая сильный износ деталей бурового оборудования и инструмента.

Магнетит Fe_3O_4 применяется реже, чем барит и гематит. Он представляет собой черный порошок с металлическим блеском плотностью 4,2–4,4 г/см^3, имеет те же достоинства и недостатки, что и гематит.

Концентрат колошниковой пыли начали применять в связи с недостатком барита и гематита. Его получают путем переработки отходов металлургических заводов. Состоит в основном из окислов железа Fe_2O_3 и Fe_3O_4 с примесью металлического железа. Плотность концентрата 4,00–4,50 г/см^3.

11.2.6. СМАЗОЧНЫЕ ДОБАВКИ

Для улучшения смазочных свойств буровых растворов с целью предупреждения прихватов бурового инструмента широко применяются добавки нефти и графита. Используемая смазочная добавка к буровым растворам СМАД-1 представляет собой смесь окисленного петролатума (кислотное число не ниже 40) с дизельным топливом в соотношении 0,4:0,6.

11.3. БУРОВЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ РАСТВОРЫ

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в

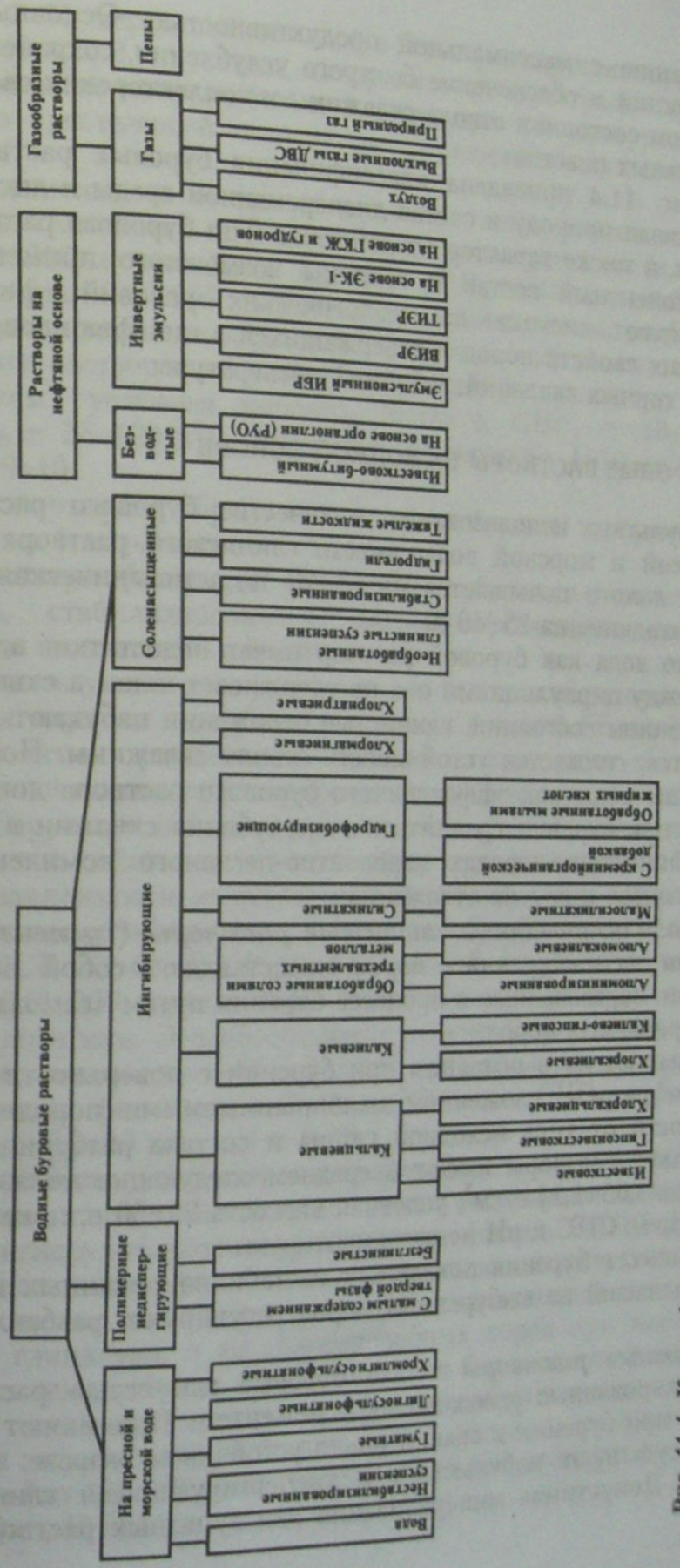


Рис. 11.4. Классификация буровых растворов

эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из этих функций – обеспечение быстрого углубления, сохранение в устойчивом состоянии ствола скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов.

На рис. 11.4 приведена классификация буровых растворов, учитывающая природу и состав дисперсионной среды и дисперсной фазы, а также характер их действия. Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливают, исходя из геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры.

11.3.1. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

В результате использования в качестве бурового раствора технической и морской воды вместо глинистого раствора проходка на долото повышается на 15–20 %, а механическая скорость проходки – на 25–40 %.

Однако вода как буровой раствор имеет недостатки: в перерывах между циркуляциями она не удерживает шлам в скважине во взвешенном состоянии, глинистые отложения набухают, разупрочняются, снижается устойчивость ствола скважины. Поэтому применение воды как эффективного бурового раствора допустимо лишь при бурении сравнительно неглубоких скважин в твердых неглинистых породах карбонатно-песчаного комплекса, а также в гипсах и других отложениях.

Нестабилизированные глинистые растворы (суспензии) и суспензии из выбуренных пород представляют собой водные суспензии, образованные в процессе бурения путем «самозамеса» из разбуриваемых пород.

Применяют их в основном при бурении с поверхности в устойчивом разрезе, сложенном малопроницаемыми породами. В зависимости от типа исходной глины и состава разбуриваемых пород такие растворы имеют в среднем следующие показатели: плотность 1,05–1,24 г/см^3, условная вязкость 25–50 с; показатель фильтрации, СНС и pH не регламентируются.

В процессе бурения показатели нестабилизированных глинистых суспензий из выбуренных пород регулируют, разбавляя их водой.

Гуматные растворы – это буровые глинистые растворы, стабилизированные углещелочным реагентом. Применяют такой раствор при бурении в сравнительно устойчивом разрезе, в котором отсутствуют набухающие и диспергирующиеся глинистые породы. Допустимая минерализация для гуматных растворов не

более 3 %, термостойкость их в этих условиях не превышает 120–140 °С. В отсутствие минерализации фильтрация гуматных растворов остается небольшой даже при температуре 200 °С, однако при высокой температуре усиливается загустевание раствора.

В зависимости от коллоидальности глины и жесткости воды на приготовление 1 м^3 гуматного раствора требуется (в кг): глины 50–200, сухого УЩР 30–50, Na_2CO_3 3–5 (при необходимости), воды 955–905, утяжелитель добавляют до необходимой плотности раствора. При этом обеспечивается возможность получения растворов со следующими свойствами: плотность 1,03–2,2 г/см^3, условная вязкость 20–60 с, $СНС_1$ = 18÷60 дПа, $СНС_{10}$ = 36÷120 дПа, показатель фильтрации 4–10 см^3/30 мин, pH = 9÷10.

На повторные обработки в процессе бурения требуется 3–5 кг УЩР на 1 м^3 раствора.

Лигносульфонатные растворы – буровые глинистые растворы, стабилизированные лигносульфонатными реагентами (иногда в сочетании с УЩР).

Используются при разбуривании глинистых отложений, гипсов, ангидритов и карбонатных пород. Главной функцией лигносульфонатных реагентов является понижение вязкости, основанное на сочетании стабилизирующего и ингибирующего эффектов. Ингибирующее действие кальциевой ССБ в пресных растворах мягче, чем действие извести. Раствор термостоек до 130 °С.

В зависимости от качества исходной глины на приготовление 1 м^3 лигносульфонатного раствора требуется (в кг): глины 80–200, ССБ 30–40, УЩР 10–20, NaOH 5–10, пеногасителя 5–10, воды 940–900, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности. Это обеспечивает получение растворов с показателями: плотность 1,06–2,2 г/см^3, условная вязкость 18–40 с, показатель фильтрации 5–10 см^3/30 мин, $СНС_1$ = 5÷45 дПа, $СНС_{10}$ = 12÷90 дПа, pH = 8÷10.

Хромлигносульфонатные растворы – буровые глинистые растворы, стабилизированные хромлигносульфонатными (феррохромлигносульфонатными) реагентами (оксил, ФХЛС, КССБ-4) или указанными реагентами в сочетании с полимерами (КМЦ, М-14, метас, гипан). Эти растворы предназначены для разбуривания глинистых и аргиллитоподобных пород при высоких забойных температурах. Они отличаются более высокой по сравнению с гуматными и лигносульфонатными растворами устойчивостью к загущающему действию глин и более высокой термостойкостью (до 180 °С). Наибольший разжижающий эффект достигается при pH бурового раствора 9–10.

На приготовление 1 м^3 раствора только на основе хромлигносульфонатных реагентов (в пересчете на сухое вещество) необходимо (в кг): глины 80–200, оксила (или ФХЛС) 10–20, КССБ-4 40–30, NaOH 2–5, $Na_2Cr_2O_7$ (или $K_2Cr_2O_7$) 0,5–1, пеногасителя 3–5, воды 940–900, утяжелителя – до получения требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,06–2,2 г/см^3, условная вязкость 18–40 с, показатель фильтрации 4–10 см^3/30 мин, $СНС_1$ = = 6÷45 дПа, $СНС_{10}$ = 12÷90 дПа, pH = 9÷10.

Для приготовления 1 м^3 хромлигносульфонатного раствора, в состав которого входят полимерные реагенты, в пересчете на сухие вещества необходимо (в кг): глины 40–100, NaOH 3–5, полимерного реагента (КМЦ, М-14, метас и др.) 3–5, оксила 30–50, хроматов 0,5–1, воды 965–925, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,03–2,2 г/см^3, условная вязкость 25–60 с, показатель фильтрации 3–6 см^3/30 мин, $СНС_1$ = = 18÷60 дПа, pH = 8÷9.

Полимерные недиспергирующие буровые растворы – водные растворы высокомолекулярных полимеров (акрилатов, полисахаридов), структурированные малыми добавками бентонита, или без него.

Эти растворы предупреждают диспергирование разбуриваемых пород и повышение содержания твердой и глинистой фаз в растворе. Они характеризуются низким содержанием глинистой фазы, что способствует улучшению показателей бурения (повышению механической скорости проходки и проходки на долото).

Главная проблема применения полимерных недиспергирующих растворов – предотвращение обогащения их выбуренной породой. Поэтому в состав раствора вводят специальные реагенты-флокулянты селективного действия (например, гидролизованный полиакриламид – ПАА), флоккулирующие кальциевую глину и грубодисперсную фракцию выбуренной породы. Наибольшую термостойкость (до 250 °С) имеют растворы на основе акриловых полимеров.

Полимерные недиспергирующие растворы предназначены для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в отложениях, характеризующихся высоким содержанием глин, в том числе (до 80 %) высоколлоидальных и потенциально неустойчивых, и в крепких, устойчивых карбонатно-глинистых разрезах, а также для вскрытия продуктивных пластов.

Полимерные растворы могут быть безглинистыми. В этом случае раствор представляет собой воду с добавкой полимера, обычно не гидролизованного ПАА, улучшающего реологические

свойства воды и ее выносящую способность и флокулирующего выбуренную породу.

Для приготовления 1 м^3 полимерного недиспергирующего раствора с низким содержанием высококоллоидной глинистой фазы (в пересчете на сухое вещество) требуется (в кг): глины 40–50, полимера (КМЦ, М-14, метас) 4–5, воды 810–850, ПАА 25–50 (0,5%-ного раствора), нефти 100–80, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,03–2 г/см^3, условная вязкость 20–60 с, показатель фильтрации 5–8 см^3/30 мин, $СНС_1$ = = 12÷60 дПа, $СНС_{10}$ = 24÷90 дПа, pH = 8÷9. Один из основных показателей качества полимерного недиспергирующего раствора – низкое содержание глинистой фазы, объемная доля которого не должна превышать 1,5–2 %.

Типичные рецептуры полимерных недиспергирующих растворов на основе акриловых полимеров приведены в табл. 11.4.

Ингибирующие растворы используют для снижения интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор, повышения устойчивости стенок скважины. В состав раствора входит неорганический электролит или полиэлектролит. Снижение размокаемости и диспергирования выбуренных шламов достигается в результате:

ввода в суспензию электролита, содержащего поливалентный катион (гипс, хлорид кальция);

добавки солей поливалентных металлов, переводящих растворы в гидроокиси;

обработки высокощелочными соединениями, увеличивающими глиноемкость буровых растворов;

использования модифицированных лигносульфонатов;

обработки раствора полимерными соединениями.

Таблица 11.4

Полимерные недиспергирующие растворы на основе акриловых полимеров

Тип	Номер состава					
	1		2		3	
	Реагент	Содержание, %	Реагент	Содержание, %	Реагент	Содержание, %
Ингибитор глин	ПАА	0,025–0,03	РКП	0,1–0,2	ГКЖ-10, ГЖК-11	0,4
					М-14	0,2
Понизитель фильтрации, загуститель	Сайпан, гипан, НР-5	0,125–0,15	РКП	0,1–0,2		
Разжижитель-дефлокулянт	НТФ	0,05–0,1	ПАК	0,05–0,1	НТФ	0,05–0,1

Все высокощелочные системы ограниченно термостойки, и чем выше коллоидность разбуриваемых пород, тем ниже термостойкость раствора.

Химические реагенты-стабилизаторы в высокощелочной среде работают хуже.

Алюминатные растворы – это буровые глинистые промывочные растворы из кальциевой глины, которые содержат ингибирующую добавку – высокощелочной алюминат натрия, стабилизированный лигносульфонатами.

Алюминатные растворы бывают пресными и соленасыщенными. Пресные используют для разбуривания глинистых отложений в условиях невысоких (до 100 °С) забойных температур. В качестве реагента-стабилизатора используют только ССБ, применяемую совместно с алюминатом натрия. Алюминатные глинистые растворы (АлГР) обладают устойчивостью в широком диапазоне хлорнатриевой минерализации и небольшими показателями фильтрации.

Для приготовления алюминатного глинистого раствора используют кальциевую глину. Преимущество АлГР, приготовленного из кальциевых глин, по сравнению с раствором из натриевых глин следующее: при равном расходе реагентов он имеет меньшие значения показателя фильтрации, вязкости и СНС.

Порядок приготовления АлГР следующий: в воду, содержащую необходимое количество ССБ, добавляют глину и вводят алюминат натрия. В связи с недостаточным выпуском алюмината натрия возможна его замена алюминатом кальция, в качестве которого используют глиноземистый (или гипсоглиноземистый) цемент.

На приготовление 1 м^3 АлГР требуется (в кг): глины 500–700, воды 765–540, ССБ (50%-ной концентрации) 30–150, $NaAlO_2$ (30%-ной концентрации) 5–30. Плотность получаемого раствора 1,3–1,5 г/см^3.

После приготовления раствор следует выдержать не менее 1 сут. Приготовить алюминатный раствор плотностью 1,04–1,08 г/см^3 невозможно.

Для предотвращения пенообразования в раствор вводят пеногасители (производные жирных кислот, РС, ПЭС, трибутилфосфат и др.).

Известковые растворы с высоким pH – это сложные многокомпонентные системы, включающие кроме глины и воды четыре обязательных компонента: известь, каустик, понизитель вязкости, защитный коллоид. В их состав также могут входить нефть или дизельное топливо, утяжелитель и различные добавки специального назначения.

Известковые растворы используют при разбуривании высоко-коллоидных глинистых пород и аргиллитов. В результате применения известковых растворов повышается их глиноемкость, снижаются пептизация выбуренной глины, набухание и вспучивание сланцев, слагающих стенки скважины, уменьшается опасность прихватов.

Известковые растворы имеют ограниченную солестойкость (до 5 % по NaCl).

Основной недостаток известковых растворов – невысокая термостойкость (100–120 °С).

На приготовление 1 м^3 известкового раствора (в пересчете на сухое вещество) требуется (в кг): глины 80–120, УЩР 5–10, лигносульфоната 50–30, каустика 5–3, воды 913–915, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

Снижение фильтрации достигается добавками 1–3 кг/м^3 КМЦ (или гипана) или 20–30 кг/м^3 КССБ-4.

Значения показателей растворов могут изменяться в широких пределах.

Для приготовления известкового глинистого раствора глинопорошок необходимо предварительно продиспергировать в пресной воде с добавкой УЩР, влить воду, щелочной раствор лигносульфоната (ССБ, окзил или др.) и ввести известь в виде пушенки или известкового молока. Для приготовления известкового раствора можно использовать пресный раствор.

Для перевода раствора в известковый основное значение имеют концентрации глинистой фазы и ее коллоидность. Известкование осуществляется в следующем порядке: при наличии в растворе высоколлоидных глинистых минералов сначала вводят щелочной раствор лигносульфоната (2–5 %) и при необходимости – воду.

После получения вязкости 25–30 с (по ПВ-5) раствор обрабатывают известью (0,5–1 %) в сочетании с щелочным раствором лигносульфоната (2–3 %). Если после известкования показатель фильтрации повышается, то вводят 0,1–0,3 % КМЦ, 1–3 % КССБ или другие добавки.

Известковые растворы применяют до температуры 100–120 °С.

Безглинистые солестойкие растворы (БСК) состоят из бурого угля, каустической соды, воды и гидроксида поливалентного металла; применяются при проводке скважин, осложненных наличием хемогенных отложений, осыпающихся и склонных к обвалам терригенных пород.

Крепящее действие основано на образовании в определенных температурных условиях нерастворимых в воде цементирующих

веществ – гидросиликатов и гидроалюминатов двухвалентных металлов.

Крепящий эффект раствора БСК лучше проявляется при достаточно высокой концентрации каустической соды (не менее 0,2 %) и избытке в жидкости нерастворенного гидроксида двухвалентного металла – $Ca(OH)_2$, $Ba(OH)_2$ и др.

Недостатки этих растворов – низкая термостойкость и высокая щелочность.

Для приготовления 1 м^3 БСК требуется (в кг): бурового угля 300–400, каустической соды 15–20, известкового молока (плотностью 1,1–1,12 г/см^3) 90–100, воды 750–700. При использовании части глинистого раствора на 1 м^3 расходуется 50–150 кг бурового угля, 10–15 кг каустической соды, 15–45 л известкового молока.

Вязкость БСК зависит от количества введенного бурового угля. Вследствие высокой щелочности (pH = 13÷14) раствор термостоек до 100 °С.

Кальциевые растворы – ингибирующие глинистые промывочные растворы, содержащие кроме глины, воды, нефти и утяжелителя, реагентов-понизителей вязкости, фильтрации и регуляторов щелочности специальные вещества, носители ионов кальция.

Действие их заключается в основном в предотвращении перехода выбуренной глины в натриевую форму, в переводе натриевой глины в кальциевую, в результате чего снижаются гидратация и набухание сланцев.

Известковый раствор с низким pH – кальциевый буровой раствор, содержащий в качестве ингибитора-носителя ионов кальция гидроксид кальция, более высокая растворимость которого обеспечивается пониженным значением pH раствора (9–9,5), предназначен для разбуривания глинистых отложений; термостоек до 160 °С.

На приготовление 1 м^3 известкового раствора с низким pH требуется (в кг): глины 80–200, лигносульфонатного реагента 20–30, пеногасителя 3, полимерного реагента 5–10, воды 915–867, известкового молока (плотностью 1,10–1,12 г/см^3) 3–6, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Технологические показатели могу изменяться в широких пределах: плотность 1,04–2,2 г/см^3, условная вязкость 25–40 с, показатель фильтрации 4–8 см^3/мин, $СНС_1$ = 12÷60 дПа, $СНС_{10}$ = 30÷90 дПа, pH = 8,5÷9,5.

Основные характеристики раствора следующие: содержание извести должно поддерживаться в пределах от 0,5 до 1 г/л, содержание ионов кальция в фильтрате – 500–600 мг/л.

Гипсоизвестковый раствор – ингибирующий кальциевый раствор, содержащий в качестве носителя ионов кальция гипс и гидроксид кальция.

Добавка гипса (алебастра) в раствор составляет 20–25 кг/м^3. Содержание растворимого кальция зависит от качества гипса, используемых лигносульфонатов, pH бурового раствора и может быть в пределах от 700 до 3000 мг/л.

Гипсовые растворы предназначены для разбуривания высоко-коллоидных глинистых пород в условиях высоких забойных температур (до 160 °С).

На приготовление 1 м^3 гипсоизвесткового раствора необходимо (в кг): глины 80–200, воды 950–900, оксила (или ФХЛС) 5–10, $Ca(OH)_2$ (или KOH) – 2–3, КМЦ 3–5, $Na_2Cr_2O_7$ (или $K_2Cr_2O_7$) 0,5–1, гипса (или алебастра) 15–20, пеногасителя 3–5, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,04–2,2 г/см^3, условная вязкость 25–40 с, показатель фильтрации 3–6 см^3/30 мин, $СНС_1$ = = 12÷60 дПа, $СНС_{10}$ = 30÷90 дПа, pH = 8,5÷9,5.

Хлоркальциевый раствор (ХКР) – ингибирующий кальциевый раствор, содержащий в качестве ингибирующей добавки хлорид кальция.

Установлено, что оптимальное содержание катионов кальция, при котором достигается ингибирование, составляет 3000–5000 мг/л.

Хлоркальциевые растворы наиболее эффективны при разбуривании аргиллитов. Присутствие в фильтрате бурового раствора ионов кальция способствует значительному сокращению осыпей и обвалов при разбуривании неустойчивых аргиллитоподобных отложений.

Из-за отсутствия эффективных кальциестойких реагентов термостойкость раствора ограничена (100 °С).

Готовят глинистую суспензию на пресной воде, которую обрабатывают КМЦ и КССБ. Одновременно с КССБ в раствор добавляют пеногаситель. После получения оптимальных показателей (вязкость 25–30 с, $СНС_1$ = 12÷24 дПа, $СНС_{10}$ = 30÷60 дПа, показатель фильтрации 3–5 см^3/30 мин) раствор обрабатывают хлоридом кальция и известью.

На приготовление 1 м^3 раствора требуется (в кг): глины 80–200, КССБ 5–70, КМЦ (или крахмала) 10–20, $CaCl_2$ 10–20, $Ca(OH)_2$ 3–5, NaOH 3–5, воды 920–870, пеногасителя 5–10.

Калиевые растворы содержат в качестве ингибирующих электролитов соединения калия. Действие калиевых растворов обу-

словлено насыщением ионами калия глинистых минералов. Наиболее быстрое насыщение глин ионами калия происходит при pH = 9÷10.

Калиевые растворы эффективны при бурении неустойчивых глинистых сланцев. Существует ряд разновидностей калиевых растворов, различающихся составом и некоторыми свойствами.

Хлоркалиевые растворы содержат в качестве ингибирующего электролита хлорид калия, а в качестве регулятора щелочности – гидроксид калия.

Раствор предназначен для эффективного повышения устойчивости стенок скважины при бурении в неустойчивых глинистых сланцах различного состава.

На приготовление 1 $м^3$ хлоркалиевого раствора требуется (в кг): глины 50–100, KCl 30–50, полимера (КМЦ, М-14, метас, крахмал) 5–10, КССБ 30–50, КОН 5–10, пеногасителя 2–3, воды 940–920, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,08–2 $г/см^3$, условная вязкость 25–40 с, показатель фильтрации 4–8 $см^3$/30 мин, $СНС_1$ = = 12÷60 дПа, $СНС_{10}$ = 36÷120 дПа, pH = 9÷9,5.

Калиево-гипсовый раствор содержит в качестве ингибирующих электролитов соединения калия и кальция, в частности гипс.

Калиево-гипсовые растворы используют для разбуривания высококоллоидальных глин, когда хлоркалиевый раствор недостаточно эффективен. Термостойкость зависит от используемого защитного реагента, но не превышает 160 °С.

На приготовление 1 $м^3$ калиево-гипсового раствора требуется (в кг): глины 60–150, оксила (КССБ-4) 30–50, КМЦ (крахмала) 5–10, KCl 10–30, КОН 5–10, гипса ($CaSO_4$) 10–15, пеногасителя 2–3, воды 930–890, утяжелителя – до получения раствора необходимой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,08–2,2 $г/см^3$, условная вязкость 20–30 с, показатель фильтрации 4–8 $см^3$/30 мин, $СНС_1$ = = 6÷36 дПа, $СНС_{10}$ = 12÷72 дПа, pH = 8÷9.

Растворы, обработанные солями трехвалентных металлов. С увеличением валентности обменных катионов снижаются гидратация и набухаемость глинистых сланцев, повышается их устойчивость.

Буровые растворы имеют pH = 7, поэтому добавляемые в раствор соли переходят в гидроксиды, а при высоких значениях pH – в растворимые соединения, в которых трехвалентные металлы находятся в виде анионов.

Алюминизированный раствор содержит в качестве ингибирующий добавки соли алюминия, переходящие в растворе в гидроксид алюминия. Термостойкость раствора достигает 200 °С и выше.

Для приготовления раствора используют высококоллоидальную и комовую глины, сернокислый или хлористый алюминий, гидроксид натрия. В качестве разжижителя применяют модифицированные хромлигносульфонаты (оксил, ОССБ и др.). Снижение фильтрации достигается вводом полимерного реагента – КМЦ, метаса, М-14, гипана и др.

На приготовление 1 $м^3$ такого раствора требуется (в кг): глины 60–150, соли алюминия 3–5, КМЦ (или метас, М-14, гипан) 3–5, NaOH 1–3, хромпика 0,5–1, воды 970–935, оксила 10–30, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

Оптимальные значения pH бурового раствора, обработанного солями алюминия, находятся в пределах от 8,5 до 9,5.

Силикатные растворы содержат в качестве ингибирующей добавки силикат натрия. Они применяются для повышения устойчивости ствола скважины при разбуривании осыпающихся пород.

Силикатный раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка, в который вводят УЩР, КМЦ, силикат натрия.

Для приготовления 1 $м^3$ силикатного раствора требуется (в кг): глины 80–100, воды 935–900, УЩР 30–50, Na_2SiO_3 20–40, КМЦ (или М-14) 5–10, утяжелителя – до получения раствора требуемой плотности.

Показатели раствора: плотность 1,05–2 $г/см^3$, условная вязкость 20–40 с, показатель фильтрации 4–8 $см^3$/30 мин, $СНС_1$ = = 9÷45 дПа, pH = 8,5÷9,5. Оптимальное значение pH, при котором раствор считается термостойким, находится в диапазоне 8,5–9,5. Повышение структурно-механических характеристик достигается вводом пасты, приготовленной из бентонитового глинопорошка с добавкой УЩР.

Гидрофобизирующие растворы содержат в качестве ингибирующих добавок вещества, вызывающие гидрофобизацию глинистых пород, кремнийоргаические соединения или соли высших жирных или нафтеновых кислот.

Растворы с кремнийорганическими соединениями содержат в качестве ингибирующей добавки кремнийорганические соединения (например, ГКЖ-10, ГКЖ-11).

В состав раствора кроме ГКЖ входят вода, глина и полимерный реагент – понизитель фильтрации, в качестве которого используют КМЦ, КССБ, ПАА и др. Защитные реагенты

КМЦ, КССБ, полиакриламид в сочетании с кремнийорганической жидкостью проявляют высокое стабилизирующее действие на коллоидную фазу бурового раствора. Растворы, обработанные защитными реагентами и ГКЖ, являются термостойкими.

Раствор готовят непосредственно в процессе бурения при циркуляции технической воды через скважину. При использовании ПАА предварительно, за 1–2 сут до начала бурения, готовят комплексный реагент, в котором ПАА и ГКЖ берут в соотношении 1:20 (в пересчете на 6%-ный ПАА марки АМФ это составляет 1:6, а на товарный ПАА:ГС – 1÷10).

Состав реагента (в кг): ПАА (в пересчете на сухое вещество) 2–3, кремнийорганическая жидкость (ГКЖ-10, ГКЖ-11) 40–60, вода 958–937.

Свойства раствора: плотность 1–1,24 г/см^3, вязкость 25–30 с, показатель фильтрации 5–8 см^3/30 мин, $СНС_1$ = 12÷60 дПа, $СНС_{10}$ = 27÷90 дПа, pH = 8÷9.

Раствор, обработанный мылами жирных кислот, содержит в качестве добавок алюминиевые мыла высших жирных и нафтеновых кислот, обеспечивающих ингибирование и гидрофобизацию.

Для приготовления 1 м^3 глинистого раствора требуется (в кг): глины 30–80, полимерного реагента (КМЦ, глина, метас, М-14) 3–5, ОП-10 10–7 (при необходимости утяжеления), воды 875–888, смеси СНАН (мылонафт, квасцы, нефть в соотношениях 2:0, 6:1) 100–70.

Свойства раствора: плотность 1,06–1,18 г/см^3, вязкость 18–20 с, показатель фильтрации 3–5 см^3/30 мин, $СНС_1$ = 6÷18 дПа, $СНС_{10}$ = 12÷24 дПа, pH = 8÷9.

Соленасыщенные растворы используют во избежание кавернообразований соли при разбуривании. В зависимости от пластовых давлений, толщины и состава соленосные породы бурят с применением рассола, глинистого соленасыщенного раствора, не обработанного реагентами-понизителями фильтрации, и соленасыщенного глинистого раствора, стабилизированного реагентами.

Раствор на основе гидрогеля магния состоит из воды и полимерного реагента. В качестве структурообразователя, ингибирующей добавки и насыщающих солей используют соли магния с оксидом (гидроксидом) щелочного металла, в результате чего образуется гидрогель магния.

Для разбуривания солей готовят соленасыщенный раствор. При циркуляции через скважину добавляют 1,5–2 % оксида (гидроксида) щелочного металла в виде концентрированного раствора или «молока». Через 1–2 ч, в зависимости от интенсивности перемешивания и температуры, раствор приобретает гелеобразную консистенцию. После того как условная вязкость повысится до 30–40 с, а $СНС_1$ – до 20–30 дПа, в гидрогель добавляют реагент-понизитель фильтрации (КМЦ, крахмал, КССБ, оксил).

На приготовление 1 м^3 раствора требуется (в кг): $MgCl_2$ (или $MgSO_4$) 300–280, NaOH 15–20, $Mg(OH)_2$ (или MgO) 50–100, КМЦ 20–25, КССБ-4 30–50, воды 850–800.

Свойства раствора: плотность 1,2–2 г/см^3, условная вязкость 20–40 с, показатель фильтрации 5–10 см^3/30 мин и более, $СНС_1$ = 6÷36 дПа, $СНС_{10}$ = 12÷42 дПа, pH = 7,5÷8,5.

Тяжелые жидкости – растворы (или рассолы) солей (преимущественно галогенидов щелочных или щелочно-земельных металлов) или их смесей, не содержащие твердых частиц, с добавкой или без добавки полимеров, ограничивающих фильтрацию.

Основное назначение тяжелых жидкостей – вскрытие продуктивных горизонтов, заканчивание и глушение скважин с давлением в пластах, превышающим гидростатическое. При этом (по зарубежным данным) в 2–5 раз увеличивается его нефтеотдача.

В качестве тяжелых жидкостей в зависимости от требуемой плотности могут использоваться хлориды натрия и кальция, а также бромид кальция. Некоторые свойства этих солей и их насыщенных растворов приведены ниже.

Соль	NaCl	CaCl	$CaBr_2$
Плотность сухого вещества, г/см^3	2,16	2,51	3,35
Свойства раствора при температуре 20 °С:			
плотность, г/см^3	1,2	1,4	1,82
содержание соли, %	26,4	39,86	58,84

Основные показатели свойств тяжелых жидкостей в соответствии с их назначением – плотность (в зависимости от пластового давления) и показатель фильтрации (9–15 см^3/30 мин).

11.3.2. РАСТВОРЫ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

В целях сохранения коллекторских свойств пластов и предупреждения осложнений при бурении в неустойчивых разрезах применяются буровые растворы на нефтяной основе. Они предназначены для вскрытия и освоения продуктивных пластов и бурения соляных отложений с пропластками калийно-магниевых солей.

Известково-битумный раствор (ИБР) – раствор на нефтяной

основе, дисперсионной средой которого служит дизельное топливо или нефть, а дисперсной фазой – высокоокисленный битум, гидроксид кальция, барит и небольшое количество эмульгированной воды.

Применяется при разбуривании легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, при разбуривании соленосных отложений, представленных высокорастворимыми солями (преимущественно поливалентных металлов), а также при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами.

Благодаря хорошим смазочным свойствам ИБР повышает износостойкость долот. Раствор имеет высокую термостойкость (200–220 °С).

Содержание компонентов в 1 м^3 ИБР различной степени утяжеления приведено в табл. 11.5.

Показатели свойств ИБР-2 и ИБР-4 приведены в табл. 11.6.

Для ИБР характерны нулевая или близкая к ней фильтрация и содержание воды, не превышающее 2–3 %.

Инвертные эмульсии отличаются высокой стабильностью свойств. Они устойчивы при большом количестве выбуренной породы.

Эмульсионный известково-битумный раствор (ЭИБР) – инвертная эмульсия (эмульсия II рода) на основе известково-битумного раствора, содержащая в качестве дисперсной фазы минерализованную воду и твердые компоненты ИБР (битум, известь, барит).

ЭИБР по свойствам близок к ИБР, но имеет и некоторые отличия, обусловленные высоким содержанием воды. В частности, ЭИБР имеет более высокую фильтрацию и пониженный по сравнению с ИБР предел термостойкости (180–190 °С).

Ниже приведены показатели качества ЭИБР (помимо технологических свойств, общепринятых для буровых растворов).

Электростабильность (напряжение электропробоя), В	250–300
Глиноемкость (максимальная добавка бентонита, которая не приводит к снижению электростабильности), %	20
Показатель фильтрации, см^3/30 мин	1
Наличие воды в фильтрате	Нет

Свойства ЭИБР регулируют аналогично регулированию свойств ИБР.

Высококонцентрированный инвертный эмульсионный раствор (ВИЭР) относится к системам на нефтяной основе, получаемым с помощью специального эмульгатора – эмультала. ВИЭР предназначен для применения при бурении скважин с забойной температурой, не превышающей 70 °С. В указанных условиях ВИЭР

Таблица 11.5

Состав известково-битумных растворов (кг на 1 м^3 раствора)

Компонент	Плотность, г/см^3										
	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
	ИБР											
Дизельное топливо марки ДЛ	563	546	529	512	495	478	461	444	427	410	393	376
Битум с температурой размягчения 120–155 °С (по методам К и Ш)	155	145	135	125	115	105	95	85	75	65	55	45
Негашеная известь (CaO)	310	290	270	250	230	210	190	170	150	130	110	90
Вода	60	56	52	48	44	40	36	32	28	24	20	16
Сульфонол НП-3 или НП-1	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Барит влажностью менее 2 %	100	250	400	550	700	850	1000	1150	1300	1450	1600	1750
	ИБР-2											
Дизельное топливо	569	552	535	518	501	484	467	450	433	416	399	382
Битум	98	92	86	80	74	80	62	56	50	44	38	32
Известь (в расчете на ее активность, составляющую 60 % по CaO)	147	138	129	120	111	102	93	84	75	66	57	48
Бентонит	64	60	56	52	48	44	40	36	32	28	24	20
Вода	32	30	28	26	24	22	20	18	16	14	12	11
Сульфонол	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
СМАД-1	10	10	10	10	10	10	15	15	15	15	15	15
Эмультал	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Барит + ЖС-7	267	404	541	678	806	952	1083	1220	1357	1494	1630	1747
	ИБР-4											
Дизельное топливо	597	580	583	546	527	509	493	474	456	438	421	403
Битум	98	92	86	80	74	68	62	56	50	44	38	32
Известь (в расчете на ее активность, составляющую 60 % по CaO)	196	183	169	156	142	129	115	102	88	75	61	48
Вода	40	37	34	32	29	26	23	21	18	15	12	10
Бентоит	53	50	47	44	41	38	35	32	29	26	23	20
Кр[1]	12	13	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32
Барит + ЖС-7	204	345	487	626	796	910	1050	1191	1333	1474	1614	1755

[1]Кр на 1 м^3: 400 л сульфонола НП-3 (40%-ный раствор); 40 кг $CaCl_2$; 195 л СМАД-1; 195 л ИКБ-4«Н»; 195 л дизельного топлива.

Таблица 11.6

Показатели свойств ИБР-2 и ИБР-4

Показатель	ИБР-2	ИБР-4		
		1	2	3
Плотность, г/см^3	1,05–2,3	1,1–1,5	1,5–1,9	1,9–2,3
Условная вязкость, с, при истечении 100 см^3 раствора из залитого 200 см^3 (при 46 °С)	9–20	15–25	16–30	18–40
Статическое напряжение сдвига (при 46 °С), дПа:				
$СНС_1$	0–50	6–20	24–40	30–50
$СНС_{10}$	6–100	12–40	40–90	60–120
Пластическая вязкость (при 46 °С), мПа·с	≤ 100	50–70	60–80	70–90
Динамическое напряжение сдвига (при 46 °С), дПа	≤ 100	30–60	50–100	70–120
Фильтрация, см^3/30 мин	0–1,5	0,5–1,5	0,5–1,5	0,5–2
Содержание водной фазы (допустимое), %	< 10	< 20	< 20	< 20

Примечания: 1. Электростабильность 600 В. 2. Для ИБР-4 цифры 1, 2, 3 обозначают номера рецептур.

устойчив при наличии большого количества выбуренной породы и отличается высокой стабильностью свойств.

Состав ВИЭР в расчете на 1 м^3: дизельное топливо или нефть 450 л; водный раствор соли $MgCl_2$, $CaCl_2$ или $NaCl_2$ 450 л, СМАД 30–40 л; эмульгатор (эмультал) 15–20 л; бентонит 10–15 кг, барит – до получения необходимой плотности раствора.

Термостойкость ВИЭР на основе эмультала можно повысить введением в его состав окисленного битума в виде 15–20%-ного битумного концентрата.

При температуре до 100 °С концентрация битума должна составлять 1 % (10 кг на 1 м^3), при 100–120 °С – 2 % (20 кг на 1 м^3), при более высокой температуре (140–150 °С) – 3 % (30 кг на 1 м^3).

Помимо основных технологических свойств, характерных для буровых растворов и измеряемых общепринятыми методами, для ВИЭР характерны следующие показатели:

Электростабильность, В	100
Глиноемкость, %	20
Показатель фильтрации, см^3/30 мин	0,5
Наличие воды в фильтрате	Нет

Термостойкий инвертно-эмульсионный раствор (ТИЭР) – инвертная эмульсия на основе мыльного олеогеля (наиболее жирных кислот окисленного петролатума), катионоактивных ПАВ (АБДМ-хлорида) и органофильных глин, получаемых путем мо-

Таблица 11.7

Оптимальные составы термостойких эмульсий

Соотношение фаз (вода:масло)	Концентрация бентонитовой глины, %			Предел термостойкости, °С
	черкасской	саригюхской	асканской	
60:40	2	1,5		
60:40	3	2	1	100
60:40	–	3	1,5	125
50:50	–	5	2	150
40:60	–	6	4	180
			5	200

Примечание. Содержание мыльного эмульгатора: 4 % СМАД и 2 % CaO.

дификации бентонита в среде базовой эмульсии. Применяют его при бурении скважин с забойной температурой до 200 °С.

Преимущества ТИЭР заключаются в низкой эффективной вязкости, высоких сдвиговом разжижении и выносящей способности, обеспечиваемой быстрым восстановлением вязкости выше зоны забоя и большой скоростью набора прочности структуры.

Оптимальные составы базового ТИЭР с различным пределом термостойкости приведены в табл. 11.7, а составы утяжеленных эмульсий в зависимости от их плотности, водомасляного отношения и концентрации органоглины – в табл. 11.8.

Основные показатели, характеризующие устойчивость эмульсии для ТИЭР, должны находиться в следующих пределах:

Электростабильность, В	250–450
Показатель фильтрации при 150 °С, см^3/30 мин	2–3
Наличие воды в фильтрате	Нет

Общепринятые технологические показатели обычно соответствуют следующим значениям: пластическая вязкость $\eta_{пл}$ = 60÷90 мПа·с, $СНС_1$ = 12÷85 дПа, $СНС_{10}$ = 24÷110 дПа. Пластическую вязкость и статическое напряжение сдвига снижают добавкой небольших количеств дизельного топлива или неутяжеленной базовой эмульсии.

Таблица 11.8

Оптимальные составы утяжеленных ТИЭР

Соотношение фаз (вода:масло)	Концентрация органоглины, %	Плотность эмульсии, г/см^3	Предел термостойкости, °С
60:40	3	1,25	150
50:50	3	1,5	150
40:60	3	2,6	180
30:70	4	2,25	200
20:80	5	2,5	200

Термостойкая инвертная эмульсия на основе порошкообразного эмульгатора эмульсина ЭК-1 обладает высокой устойчивостью к действию температур (до 200 °С) и солевой агрессии. Отсутствие в ее составе водорастворимых ПАВ обеспечивает стабильность ее свойств в процессе бурения.

Показатели свойств инвертной эмульсии могут изменяться в широких пределах:

Плотность, г/см^3	1,03–2,1
Условная вязкость, с	150–200
СНС$_{1/10}$, дПа	3–24/12–48
Показатель фильтрации, см^3/30 мин	3–6
Электростабильность, В	250–500
Глиноемкость, г/л, не менее	225
Наличие воды в фильтрате	Нет

11.3.3. ГАЗООБРАЗНЫЕ ПРОМЫВОЧНЫЕ АГЕНТЫ

В качестве газообразных агентов при бурении скважин используют воздух от компрессорных установок, природный газ из магистральных газопроводов или близлежащих газовых скважин, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС). Хотя вид агента не оказывает значительного влияния на технологический процесс бурения, при выборе газообразного агента необходимо учитывать не только экономическую сторону, но и безопасность проведения буровых работ. Использование ПАВ обязательно (табл. 11.9).

Для получения устойчивой пены в жидкой фазе кроме растворителя должен находиться хотя бы один поверхностно-активный компонент, адсорбирующийся на межфазной поверхности раствор – воздух.

Для повышения стабильности пен в них добавляют реагенты-стабилизаторы (КМЦ, ПАА, ПВС), увеличивающие вязкость растворителя и способствующие замедлению процесса истечения жидкости из пленок.

Из неорганических анионов в наибольшей степени способствуют пенообразованию фосфаты.

Для получения устойчивой пены состав (в г/л) пенообразующего раствора должен быть следующим:

Пенообразующее ПАВ (в зависимости от молекулярной массы)	0,5–5
Полимер-стабилизатор пены (КМЦ, ПАА, ПВС)	0,2–0,75
Электролиты (тринатрийфосфат, NaCl)	0,1–0,5
Вода	Остальное

При приготовлении и применении пен необходимо учитывать следующие факторы:

мыла жирных кислот имеют максимальную пенообразующую способность при pH = 8÷9;

Таблица 11.9

Оптимальная концентрации пенообразующих ПАВ в зависимости от минерализации пластовой воды

ПАВ	Оптимальная концентрация ПАВ, % к объему воды (в пересчете на активное вещество)	Характеристика пластовой воды		Отношение допустимой концентрации шлама к объему
		Химический тип	Степень минерализации	
Сульфонол НП-1	0,23	Гидрокарбонатно-кальциевые, сульфатные и хлоридные	Пресные и слабоминерализованные (ρ = 1,0015 г/см^3, жесткость ≈ 0,09 моль/кг)	1:2–1:1
«Прогресс»	0,1	То же	То же	1:2–1:1
ОП-10	0,1	«	«	4:1–1:1
ОП-7	0,1	«	«	4:1–1:1
КАУФЭ-14	0,12	«	«	1:2
Азолят А	0,1	«	«	1:2
«Прогресс»	0,2	Сульфатно-натриевые	Среднеминерализованные и минерализованные (ρ = 1,0015÷1,0283 г/см^3, жесткость 0,09–1,43 моль/кг)	1:2
ОП-10	0,2	То же	То же	4:1–1:1
ОП-7	0,2	«	«	4:1–1:1
Сульфонол НП-1	0,42	«	«	1:2
«Прогресс»	1–1,2	«	Рассолы (ρ = 1,19 г/см^3)	1:2

Примечание. Рабочая температура 20–50 °С.

алкиларилсульфонаты обладают хорошей пенообразующей способностью при любых значениях pH, кроме pH > 12;

пенообразующая способность ПАВ не изменяется при pH = = 3÷9;

пенообразующая способность ПАВ увеличивается с повышением температуры до 90 °С;

чем меньше поверхностное натяжение, тем выше пенообразующая способность;

соли-жидкости подавляют пенообразование;

полимерные реагенты-стабилизаторы повышают структурно-механические свойства пен.

11.4. ПРИГОТОВЛЕНИЕ, ОЧИСТКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

11.4.1. ОСНОВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БАЗОВЫХ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ

Глина – один из основных компонентов большинства буровых растворов. Для бурения скважин используют бентонитовые, суббентонитовые, палыгорскитовые и каолинит-гидрослюдистые глины.

Бентониты состоят в основном из минералов монтмориллонитовой глины.

Частицы бентонитовой глины имеют чешуйчатое, пластинчатое строение. Линейные размеры их находятся в пределах 0,01–0,4 мкм и примерно в 10–100 раз превышают их толщину. Удельная поверхность 1 г бентонита очень высока (табл. 11.10). Способность к набуханию обратима.

Значение обменной емкости у монтмориллонита составляет $(80 \div 150)10^{-3}$ моль на 100 г сухой глины. Состав обменных катионов, адсорбированных на плоскостях и гранях пакетов, может быть преимущественно представлен как Na^+, K^+, так и Ca^{2+} и Mg^{2+}. Двухвалентные катионы увеличивают силу притяжения между пакетами, поэтому Са-бентонит хуже диспергируется и набухает. Наиболее целесообразно использовать бентониты с высокой емкостью обмена с преимущественным содержанием Na^+.

Палыгорскит (аттапульгит) – водный алюмосиликат магния, имеющий слоисто-ленточное строение. Обменная емкость палыгорскита невысока – $(20 \div 30)10^{-3}$ моль на 100 г глины. Частицы палыгорскита имеют игловидную форму. Межчастичное взаимодействие обусловлено механическим зацеплением игольчатых частиц.

Таблица 11.10

Физико-химические характеристики глинистых минералов

Глинистые минералы	Обменная емкость, 10^{-3} моль/100 г	SiO_2/R_2O_3	Эффективная удельная поверхность, $м^2/г$	Теплота смачивания, кДж/г
Каолинит	3–15	2–3	20–80	2–13
Галлуазит	5–10	2–3	100–170	–
Иллит	10–40	3–4	400–500	42–55
Сепиолит, аттапульгит, палыгорскит	20–30	2,1–2,5	800–1000	46–122
Монтмориллонит	80–150	4–7	450–900	46–122
Вермикулит	100–150	4–7	–	105–126

Гидрослюды (гидромусковит или иллит) имеют структуру, подобную структуре монтмориллонита. Отличие состоит в большом числе изоморфных замещений.

Каолиниты имеют кристаллическую двухслойную (1:1) решетку зарядов на поверхности, каолинит трудно диспергируется, имеет малую емкость обмена.

Широко распространены глины смешанных типов, например гидрослюды с монтмориллонитом и каолинитом. Коллоидно-химическая активность таких глин (емкость обмена, набухание и др.) зависит от содержания в них монтмориллонита.

Основной показатель качества (сортности) глин – выход раствора – количество кубических метров глинистой суспензии с заданной вязкостью и содержанием песка, полученное из 1 т глины. Технические требования к глинам для приготовления глинопорошков и буровых растворов регламентируются ТУ 39-044–74 (табл. 11.11).

Технологические свойства различных глин СНГ и США приведены соответственно в табл. 11.12 и 11.13.

Все глины по коллоидным свойствам делятся на три группы.

1. Высококоллоидные бентонитовые глины: саригюхский и черкасский бентониты 1 сорта. Эти глины создают хорошие структурированные суспензии при объемной концентрации 3–4 %, что соответствует выходу раствора более 10 $м^3/т$.

2. Глины средней коллоидности – огланлинский, черкасский (2-й сорт), саригюхский (2-й и 3-й сорта) бентониты, обеспечивающие выход раствора 10–4 $м^3/т$.

3. Низколлоидные глины (дружковская, куганакская, нефтебадская, биклянская), дающие выход раствора мене 4 $м^3/т$. Они характеризуются высоким объемным содержанием твердой фазы в суспензии (14–22 %) и высокой плотностью (1,22–1,35 $г/см^3$).

Таблица 11.11

Показатели качества глин по техническим условиям

Показатель	Норма при вязкости 25 с по ПВ-5			
	Сорт			
	1	2	3	4
Выход раствора, $м^3/т$, не менее	10	8	6	> 6
Плотность раствора, 10^3 $кг/м^3$, не более	1,06	1,08	1,10	> 1,11
Содержание песка, %, не более	6	7	7	8

Примечание. Сырье для получения палыгорскитового порошка должно удовлетворять требованиям 1 сорта.

Таблица 11.12

Технологические свойства глин (СНГ)

Глина	Общая обменная емкость, 10^{-3} моль/100 г	Состав обменных катионов, 10^{-3} моль/100 г		Коэффициент коллоидальности K^*	Выход раствора из 1 т глины, $м^3$
		Ca+Mg	Na+K		
Саригюхский бентонит:					
1 сорт	85,49	32,89	43,88	0,85	14,0
2 сорт	73,20	–	–	–	10,5
3 сорт	69,80	–	–	–	7,9
Черкасский бентонит:					
1 сорт	71,54	68,50	3,04	0,89	11,7
2 сорт	68,16	–	–	–	9,8
Огланлинский бентонит	76,43	–	–	–	10,6
Дружковская	29,30	9,30	19,90	0,2	3,4
Куганакская (талалаевская)	31,80	13,73	18,35	0,39	2,9
Нефтегорская	24,08	18,80	5,84	0,20	2,0
Палыгорскит	29,80	–	–	–	3,48
Биклянская	26,82	–	–	–	2,24

*K – отношение значения адсорбции метиленовой сини 1 г глины к значению адсорбции 1 г коллоидных частей бентонита.

Норма при вязкости 25 с по ПВ-5					Объемное содержание твердой фазы в суспензии, %
ρ, г/см^3	Ф, см^3/30 мин	СНС$_1$, дПа	СНС$_{10}$, дПа	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0, дПа	
1,04	11	24,50	56,80	10,0	40,60	3,00
1,06	12	16,23	45,52	12,0	48,0	4,60
1,08	13	–	18,32	12,6	24,90	5,50
1,05	15	94,67	112,94	9,5	42,20	3,41
1,07	14	51,92	85,51	11,5	51,48	4,08
1,05	24	33,38	38,70	17,5	23,40	3,85
1,22	53	31,54	33,77	9,5	79,56	12,87
1,23	30	131,37	137,43	7,0	86,92	15,50
1,35	33	48,87	54,97	12,0	118,56	23,3
1,18	19	155,75	161,86	9,0	358,8	12,87
1,28	58	33,59	36,65	6,0	122,60	20,80

Таблица 11.13

Технологические свойства различных глин США, испытанных по методике АНИ

Глина	Выход раствора, $м^3/т$	Показатель фильтрации, $15 \cdot 10^{-3}$ Па·с	pH
Гекторит (Калифорния)	25,4	7,0	8,6
Na-монтмориллонит (Вайоминг)	19,9	11,0	8,2
Са-монтмориллонит (Калифорния)	11,3	15,0	8,7
Са-монтморрилонит (Техас)	2,9	11,0	7,5
Иллит (Иллинойс)	2,1	57,0	7,4
Каолинит (Джорджия)	2,2	190,0	7,0
Аттапульгит (Джорджия)	16,7	105,0	7,1
Галлуазит (Колородо)	2,7	35,0	7,7

Для ускорения приготовления буровых растворов используют глины в виде порошков.

Глинопорошок представляет собой высушенную и измельченную природную (или с добавкой химических реагентов) глину. Для приготовления буровых растворов применяют глинопорошки из бентонитовых, палыгорскитовых и гидрослюдистых глин. В процессе производства возможно повышение качества глинопорошков путем обработки глин различными реагентами во время помола.

В соответствии с техническими условиями основным показателем качества (сортности) глинопорошка так же, как и глин, является выход раствора (табл. 11.14).

Основной показатель качества палыгорскитового порошка – способность его образовывать в насыщенном растворе NaCl устойчивую суспензию. Устойчивость суспензии характеризуется

Таблица 11.14

Показатели качества глин по техническим условиям

Показатель	Норма при вязкости 25 с по ПВ-5				
	Сорт				
	Высший	1	2	3	4
Плотность раствора, 10^3 кг/м^3, не более	1,043	1,053	1,073	1,100	> 1,100
Выход раствора, $м^3/т$, не менее	15	12	9	6	< 6
Содержание песка, %, не более	6	6	7	7	8

Примечания: 1. Высший и частично 1 сорт получают модифицированием глин Na_2CO_3 и метасом (или М-14) при помоле. 2. Влажность 6–10 %. 3. Остаток на сите по результатам ситового анализа суспензии с сеткой № 0,5 отсутствует, с сеткой № 0075 не более 10 %.

значением отстоя. Показатели качества палыгорскитовых порошков следующие:

Влажность, %, не более	25
Тонкость помола – остаток на сите № 020К, %, не более	10
Отстой 7%-ной суспензии, содержащей 25 % соли (NaCl) на жидкую фазу, за 2 ч, %, не более	2
Содержание песка через 1 мин, %, не более	1

Природные нефти и нефтепродукты из них определенного состава используются преимущественно в качестве дисперсионной среды растворов на нефтяной основе и гидрофобных (инвертных) эмульсионных растворов. Наиболее широко для этих целей применяют дизельное топливо. Состояние асфальтенов (основного коллоидного компонента раствора на нефтяной основе), степень их ассоциации зависят от содержания в дисперсионной среде ароматических и парафиновых углеводородов. Первые пептизируют асфальтены, вторые вызывают их коагуляцию. Поэтому оптимальным для дизельного топлива считают содержание 10–20 % ароматических углеводородов и 30–50 % парафиновых. Этим требованиям отвечает дизельное топливо марок ДЛ и ДЗ.

Сырая нефть также используется для приготовления растворов на нефтяной основе. Наиболее пригодны для этого нефти с содержанием 3–5 % асфальтенов и 8–12 % смол.

Битум нефтяной используется в растворах на нефтяной основе в качестве дисперсной фазы и является регулятором его структурно-механических и фильтрационных свойств. Состав и коллоидная активность битума зависят от природы сырья и условий его окисления. Битумы, получаемые окислением гудронов прямой гонки при температуре 270–290 °С, обладают хорошей структурообразующей способностью, если отношение содержания асфальтенов к смолам не менее 2,5:1. Битумы, получаемые из остатков парафиновых нефтей бескомпрессорным методом при температуре 250 °С, обладают структурообразующей способностью, если отношение содержания асфальтенов и смол к маслам более 1:4.

11.4.2. ПРИГОТОВЛЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В практике бурения скважин используются разнообразные технологические приемы для приготовления буровых растворов.

Приготовление раствора с использованием наиболее простой технологической схемы (рис. 11.5) осуществляется следующим образом. В емкость для перемешивания компонентов бурового раствора *1*, оснащенную механическими и гидравлически перемешивателями *9*, заливают расчетное количество дисперсионной

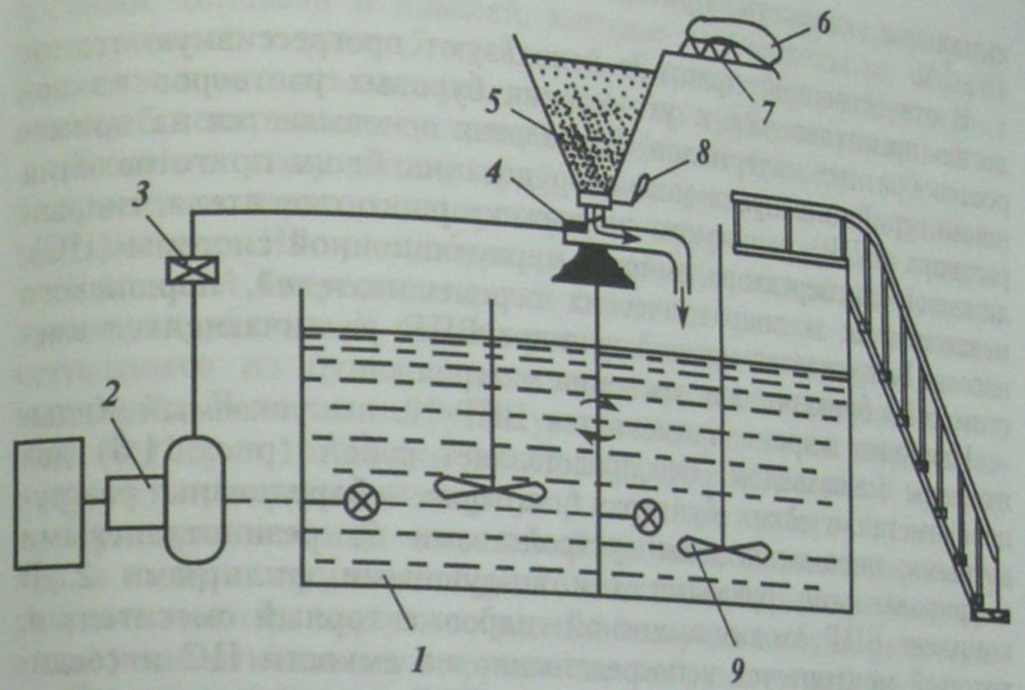


Рис. 11.5. Простейшая схема приготовления бурового раствора

среды (обычно 20–30 м^3) и с помощью центробежного или поршневого насоса *2* (обычно один из подпорных насосов) по нагнетательной линии с задвижкой *3* подают ее через гидроэжекторный смеситель *4* по замкнутому циклу. Мешок *6* с порошкообразным материалом транспортируется передвижным подъемником или транспортером на площадку емкости, откуда при помощи двух рабочих его подают на площадку *7* и вручную перемещают к воронке *5*. Ножи вспарывают мешок, и порошок высыпается в воронку, откуда с помощью гидровакуума подается в камеру гидроэжекторного смесителя, где и происходит его смешивание с дисперсионной средой. Суспензия сливается в емкость, где она тщательно перемешивается механическим или гидравлическим перемешивателем *9*. Скорость подачи материала в камеру эжекторного смесителя регулируют шиберной заслонкой (затвором) *8*, а значение вакуума в камере – сменными твердосплавными насадками.

Утяжеление бурового раствора порошкообразным баритом и обработку порошкообразными химическими реагентами осуществляют аналогично после приготовления порции исходной коллоидной системы (например, водоглинистой).

Основной недостаток описанной технологии – слабая механизация работ, неравномерная подача компонентов в зону смешения, слабый контроль за процессом. По описанной схеме мак-

симальная скорость приготовления раствора не превышает 40 м^3/ч.

В отечественной практике используют прогрессивную технологию приготовления и утяжеления буровых растворов из порошкообразных материалов. Технология основывается на применении серийно выпускаемого оборудования: блока приготовления раствора (БПР), выносного гидроэжекторного смесителя, гидравлического диспергатора, емкости циркуляционной системы (ЦС), механических и гидравлических перемешивателей, поршневого насоса. Выпускается несколько типов БПР, различающихся вместимостью бункеров для хранения материалов.

Наиболее широко применяется БПР-70, выпускаемый Хадыженским машзаводом. Он представляет собой (рис. 11.6) два цельнометаллических бункера *1*, которые оборудованы разгрузочными пневматическими устройствами *7*, резинотканевыми гофрированными рукавами *3* и воздушными фильтрами *2*. В комплект БПР входит выносной гидроэжекторный смеситель *4*, который монтируется непосредственно на емкости ЦС и соединяется с бункером гофрированным рукавом.

Бункера предназначены для приема, хранения и подачи порошкообразных материалов в камеру гидроэжекторного смесителя. Они представляют собой цилиндрические резервуары с коническими днищами и крышей, которые установлены на четырех приваренных к раме *5* стойках *6*. Порошкообразный материал подается в них из автоцементовозов по трубе, закрепленной на внешней поверхности цилиндрической части бункера.

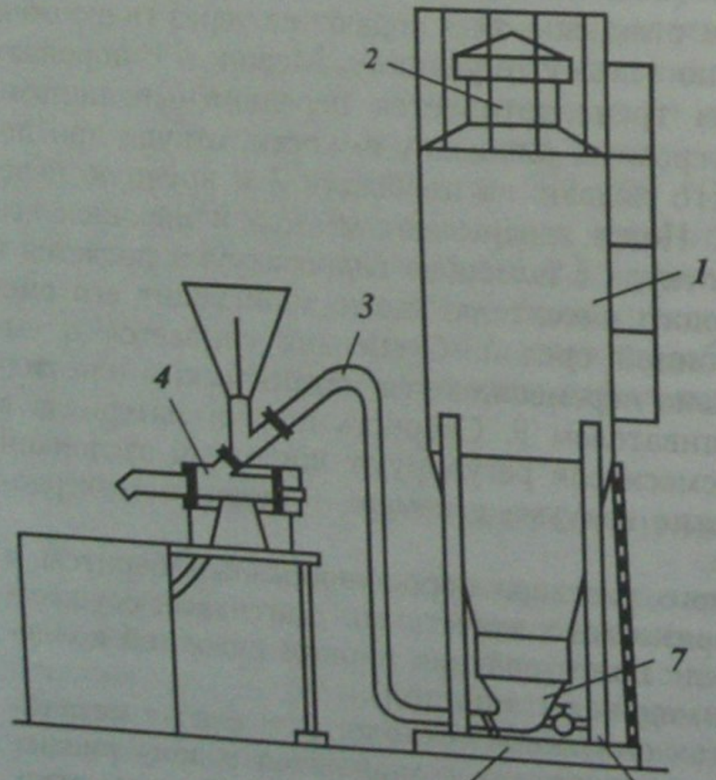


Рис. 11.6. Схема блока приготовления раствора

К коническому днищу прикреплено разгрузочное устройство, включающее аэратор, поворотную шиберную заслонку и воздушный эжектор. На крыше бункера установлен воздушный фильтр.

Выносной гидроэжекторный смеситель состоит из корпуса с тремя патрубками. К верхнему патрубку крепится прием для поступающего из бункера или через воронку порошкообразного материала. В левом патрубке установлены сменный твердосплавный штуцер и труба для подачи жидкости от насоса. К правому патрубку прикреплены диффузор и сливная труба.

При прохождении подаваемой насосом жидкости через штуцер в камере гидроэжекторного смесителя создается вакуум. В результате этого порошкообразный материал из бункера поступает по резинотканевому гофрированному рукаву в камеру.

Принцип действия БПР состоит в следующем (рис. 11.7). Порошкообразный материал (глина, барит и др.), привезенный на скважину автоцементовозом, загружается в силосы *1* пневмотранспортом при помощи компрессора. Поступая в силос, материал отделяется от воздуха, а воздух выходит в атмосферу че-

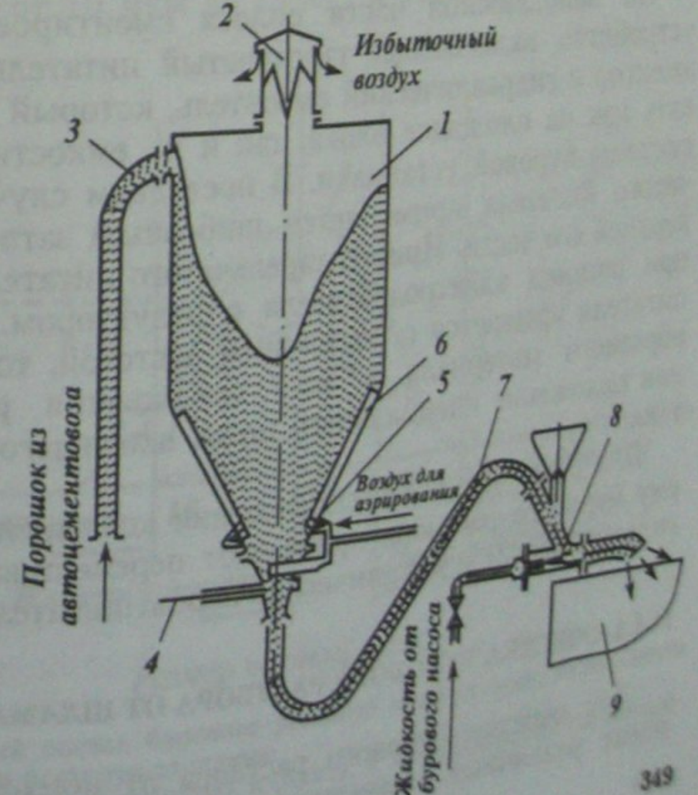


Рис. 11.7. Схема работы БПР:
1 – силос; *2* – фильтр; *3* – загрузочная труба; *4* – разгрузочное устройство; *5* – система аэрирования; *6* – аэродорожка; *7* – подводящий шланг; *8* – гидросмеситель; *9* – емкость ЦС

рез фильтр 2. При необходимости подачи порошкообразного материала в гидроэжекторный смеситель вначале аэрируют материал в силосе, чтобы исключить его зависание при опорожнении силоса, затем открывают шиберную заслонку, в результате чего обеспечивается доступ материалов в гофрированной шланг.

Жидкость, прокачиваемая насосом через штуцер гидросмесителя, в камере последнего создает разрежение, а так как в силосе поддерживается атмосферное давление, то на концах гофрированного шланга возникает перепад давления, под действием которого порошкообразный материал перемещается в камеру гидросмесителя, где смешивается с прокачиваемой жидкостью. Воронка гидросмесителя служит для ввода материала в зону смешивания вручную. В обычном случае е патрубок закрыт пробкой.

Блок БПР-70 оборудован гидравлическим измерителем массы порошкообразного материала ГИВ-М и имеет следующую техническую характеристику:

Число силосов в одном блоке	2
Объем каждого силоса, м^3	35
Способ загрузки силосов	Пневматический
Смесительное устройство	Гидравлическое эжекторного типа
Производительность блока при подаче порошкообразных материалов в гидросмесители одновременно из двух силосов, кг/с	10
Габариты, мм	6200×3300×8000

На неподвижной части силоса смонтировано разгрузочное устройство, включающее тарельчатый питатель, пневматический эжектор и гидравлический смеситель, который можно устанавливать как на площадке блока, так и на емкости циркуляционной системы буровой установки. В последнем случае вместо тарельчатого питателя применяется шиберный затвор с аэратором в верхней его части. Привод тарельчатого питателя осуществляется при помощи электродвигателя с редуктором. Так как тарелка питателя вращается с постоянной частотой, то подачу порошкообразного материала в зону смешивания регулируют, изменяя положение специального ножа, входящего в комплект питателя.

Для равномерного распределения компонентов по всему объему бурового раствора применяют перемешивающие устройства: гидравлические и механические перемешиватели.

11.4.3. ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ШЛАМА

Для очистки бурового раствора от шлама используют комплекс различных механических устройств: вибрационные сита,

гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги. Кроме того, в наиболее благоприятных условиях перед очисткой от шлама буровой раствор обрабатывают реагентами-флокулянтами, которые позволяют повысить эффективность работы очистных устройств.

В составе циркуляционной системы аппараты должны устанавливаться по следующей технологической цепочке: скважина – газовый сепаратор – блок грубой очистки от шлама (виброситá) – дегазатор – блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители, сепаратор) – блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклонный глиноотделитель).

Разумеется, при отсутствии газа в буровом растворе исключают ступени дегазации; при использовании неутяжеленного раствора, как правило, не применяют глиноотделители и центрифуги; при очистке утяжеленного бурового раствора обычно исключают гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), т.е. каждое оборудование предназначено для выполнения определенных функций и не является универсальным для всех геолого-технических условий бурения.

В буровом растворе в процессе бурения скважины присутствуют твердые частицы различных размеров (рис. 11.8). Размер частиц бентонитового глинопорошка изменяется от единицы до десятков микрометров, порошкообразного барита – от 5–10 до 75 мкм, шлама – от 10 мкм до 25 мм. В результате длительного

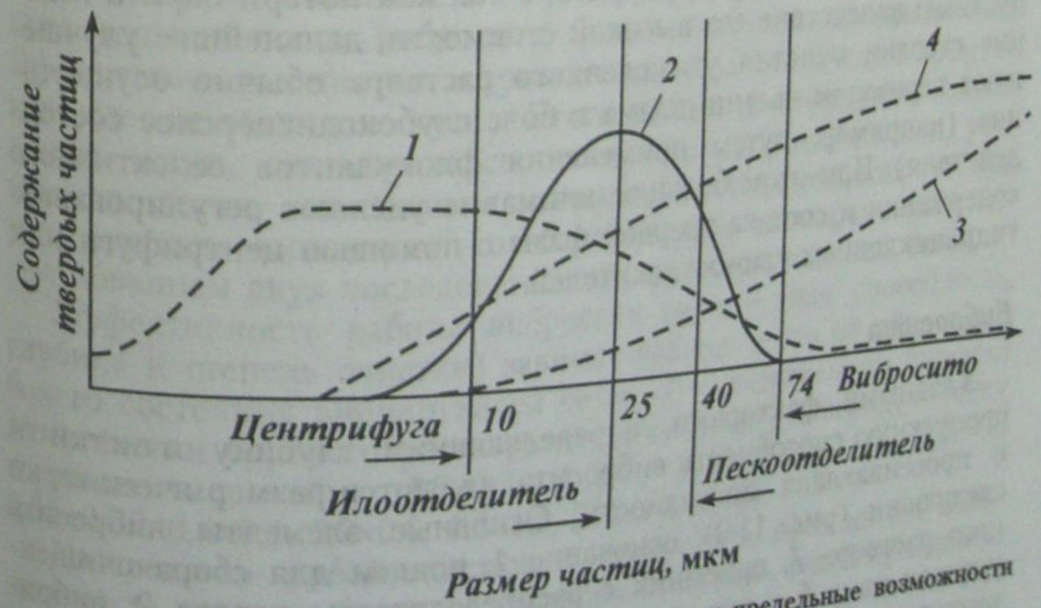


Рис. 11.8. Дисперсный состав бурового раствора и предельные возможности аппаратов для очистки раствора от шлама:
1, 2 – дисперсный состав глинопорошка и барита; *3, 4* – дисперсный состав шлама соответственно через один и два цикла циркуляции

воздействия частицы шлама постепенно превращаются в коллоидные частицы (размером менее 2 мкм) и играют весьма заметную роль в формировании технологических свойств бурового раствора.

Максимальная на ситах степень очистки при использовании глинистых растворов достигает 50 %.

Применение гидроциклонного пескоотделителя позволяет увеличить степень очистки бурового раствора до 70–80 %; удаляются частицы шлама размером более 40 мкм. Для более глубокой очистки применяют батарею гидроциклонов диаметром не более 100 мм – илоотделителей. С помощью этих аппаратов удается очистить буровой раствор от частиц шлама размером до 25 мкм и повысить степень очистки до 90 % и более.

Более глубокая очистка от шлама сопряжена с применением высокопроизводительных центрифуг и поэтому обычно экономически невыгодна. Дальнейшее уменьшение содержания твердой фазы в буровом растворе осуществляется разбавлением либо механической обработкой небольшой части циркулирующего бурового раствора, в результате которой из него удаляется избыток тонкодисперсных (размером 10 мкм и менее) частиц.

Для утяжеленного раствора степень очистки ограничивается необходимостью сохранения в растворе утяжелителя. Поэтому механическими аппаратами из утяжеленного раствора практически могут быть извлечены частицы шлама размером лишь более 74 мкм. Частицы шлама размером от 5–10 до 75–90 мкм невозможно отделить от частиц барита, а так как потери барита недопустимы вследствие его высокой стоимости, дальнейшее улучшение степени очистки утяжеленного раствора обычно осуществляют переводом частиц шлама в боле глубокодисперсное состояние (например, путем применения флокулянтов селективного действия). При этом большое внимание уделяют регулированию содержания и состава твердой фазы с помощью центрифуги или гидроциклонных глиноотделителей.

Вибросита

Главными факторами, определяющими глубину очистки и пропускную способность вибросита, являются размер ячеек сетки и просеивающая поверхность. Основные элементы вибросита следующие (рис. 11.9): основание *1*, поддон для сбора очищенного раствора *7*, приемник с распределителем потока *2*, вибрирующая рама *5* с сеткой *4*, вибратор *3*, амортизаторы *6*. Вибрирующие рамы располагают как в горизонтальной, так и в наклонной плоскости, а их движение может быть возвратно-

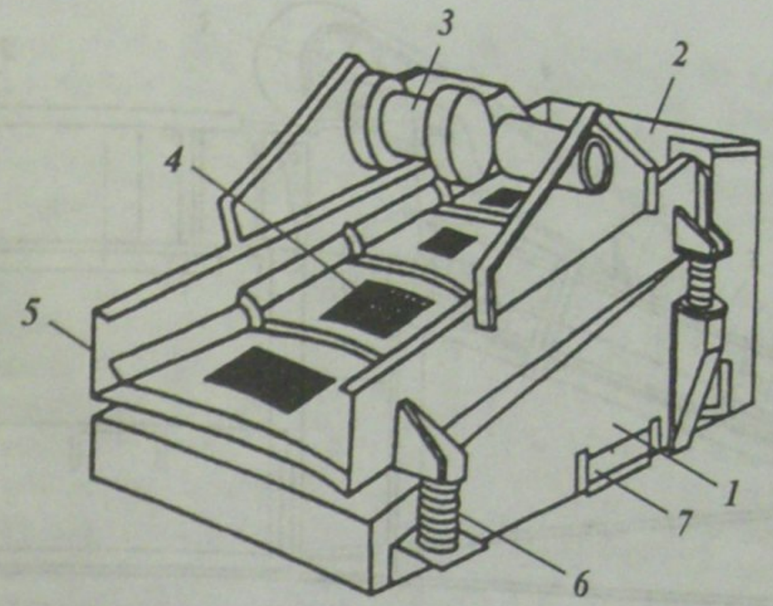


Рис. 11.9. Схема вибросита

поступательным по прямой, эллипсообразным, круговым и комбинированным.

Оптимальное соотношение между длиной и шириной просеивающих устройств составляет 2:1, а размеры сетки не должны превышать следующих: длина 2,6 м, ширина 1,3 м. Наибольшую производительность вибросито имеет в том случае, когда шлам состоит из песка, наименьшую – когда шлам представлен вязкими глинами. В зависимости от типа и дисперсного состава шлама производительность вибросита может существенно изменяться. Эффективность очистки возрастает по мере увеличения времени нахождения частиц на сетке. Этого можно достичь увеличением длины сетки, снижением скорости потока, уменьшением угла наклона сетки, изменением направления перемещения частиц, уменьшением амплитуды колебаний сетки, одновременным использованием двух последовательных или параллельных сеток.

Эффективность работы вибросита (пропускная способность, глубина и степень очистки) зависит прежде всего от типа и рабочего состояния вибрирующей сетки. В отечественном бурении для очистки бурового раствора используют нержавеющую сетку с размером ячейки 0,7×2,3; 1×2,3; 1×5; 0,16×0,16; 0,2×0,2; 0,25×0,25; 0,4×0,4; 0,9×0,9; 1,6×1,6; 2×2 и 4×4 мм.

На средства грубой очистки, т.е. вибросита, приходится большая часть очистки бурового раствора от шлама, поэтому именно им следует уделять наибольше внимание. Для утяжеленных буровых растворов это, в сущности, единственный высокоэффективный аппарат. В практике отечественного бурения использу-

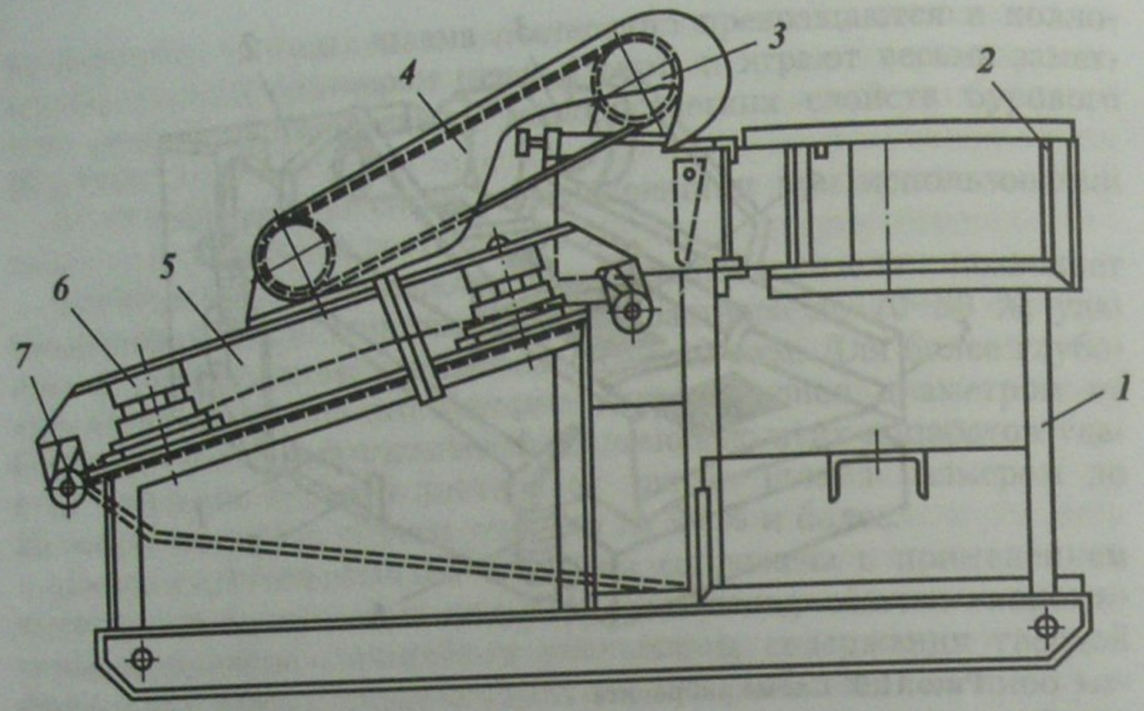


Рис. 11.10. Вибрационное сито СВ-2

ются одноярусные сдвоенные вибросита СВ-2 и СВ-2Б, а также одноярусные двухсеточные вибросита ВС-1.

Вибрационное сдвоенное вибросито СВ-2 (рис. 11.10) состоит из рамы *1*, распределительного желоба *2*, двух электродвигателей *3*, ограждения *4*, вибрирующей рамы *5*, амортизаторов *6* и барабанов для натяжения сетки *7*.

Боковые стенки, приваренные к полозьям опорной рамы, образуют ванну, в которую поступает очищенный буровой раствор. На опорной раме установлены распределительный желоб и две вибрирующие рамы. Распределительный желоб устроен таким образом, что обеспечивает прием бурового раствора с трех сторон и подачу его на сетку вибрирующей рамы через два сливных лотка. Выравниватели сливных лотков обеспечивают равномерное распределение раствора по ширине сетки.

Колебательные движения сеткам сообщают вибраторы, приводимые в движение двумя электродвигателями. Каждая вибрирующая рама опирается на четыре резиновых амортизатора и имеет вибратор с эксцентриковым валом. На концах вибрирующей рамы установлены два барабана с храповыми механизмами. Между барабанами натягивается рабочая часть сетки, и ее запасная часть, которая в 2 раза больше рабочей, наматывается на верхний барабан вибрирующей рамы. По мере износа сетки перематывают на нижний барабан до полного износа по всей длине.

Вибросито СВ-2 в состоянии пропустить до 60 л/с бурового раствора при сетке с размером ячейки 1×5 мм. Длина рабочей части сетки 1,2 м, ширина 0,9 м. Общая длина устанавливаемой на вибросито сетки 4,5 м. Сетка колеблется с частотой 1600 или 2000 колебаний в 1 мин. Наклон сетки к горизонту 12–18°. Масса вибросита 1380 кг.

Вибрационное сито СВ-2Б представляет собой модернизированный вариант сита СВ-2. Оно рассчитано для установки непосредственно над емкостью ЦС и поэтому не имеет ванны для приема очищенного раствора. Кроме того, к корпусной стенке распределительной коробки приварены патрубки диаметрами 325 и 60 мм. К 325-мм патрубку присоединяют растворопровод, идущий от устья скважины; 60-мм патрубок с фланцем через задвижку соединяется с вспомогательным нагнетательным трубопроводом блока очистки.

Технологические характеристики этих вибросит одинаковые.

Вибрационное сито ВС-1 значительно сложнее описанных выше, но более эффективно, особенно при очистке утяжеленных буровых растворов. Оно состоит (рис. 11.11) из станины *1* для крепления вибросита на блоке очистки ЦС (станина является также сборником и распределителем очищенного раствора) и вибрирующей рамы *7*, предназначенной для непосредственной очистки бурового раствора путем процеживания его через сменные вибрирующие сетки и сброса шлама в отвал.

Станина представляет собой пространственную конструкцию, выполненную из профильного проката. Полозья-сани соединены между собой двумя трубами *3* и листом-поддоном. На полозьях устанавливается приемная емкость *4* для поступающего из скважины бурового раствора. В верхней части приемной емкости смонтированы поворотные распределители потока *5*, с помощью которых обеспечивается равномерная подача раствора на сетку. Распределители могут фиксироваться под любым углом к потоку. Для подачи раствора, при необходимости минуя сетку, приемная емкость имеет клиновой шибер *6*, степень открытия которого регулируется вручную и фиксируется цепью. По бокам полозьев-саней имеются отверстия, позволяющие выпускать очищенный раствор. Отверстия закрываются плоскими шиберами *2*.

На полозьях установлены четыре тумбы *10* для монтажа вибрирующей рамы. Связь между станиной и вибрирующей рамой осуществляется при помощи четырех витых цилиндрических пружин *11*.

Под козырьком приемной емкости расположена ручная станция для периодической смазки подшипников вибратора.

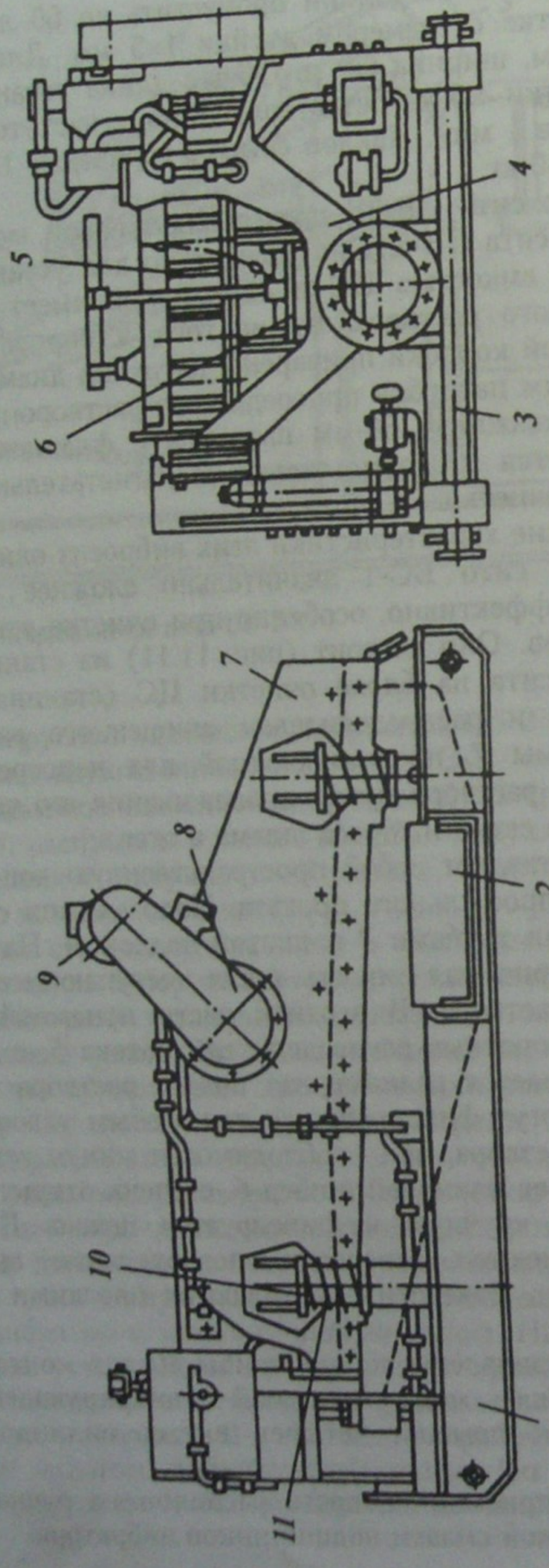


Рис. 11.11. Вибрационное сито ВС-1

Вибрирующая рама по конструкции представляют собой закрепленное между боковинами основание для крепления сетки. Кроме основания сетки боковины скрепляются стяжной трубой, корпусом вибратора и рамой привода. В корпусе вибратора *8* размещен вал, на обоих концах которого установлены дисбалансы, создающие необходимую амплитуду колебаний. На раме привода установлен электродвигатель *9*, обеспечивающий нужную частоту колебаний, а на противоположном конце расположены грузы, уравновешивающие привод. Движение от двигателя к вибратору передается двумя клиновыми ремнями.

Вибросито ВС-1 оснащается двумя заделанными в кассеты сетками. Используются сетки с размером ячейки 0,16×0,16; 0,2×0,25; 0,4×0,4 и 0,9×0,9 мм. Первая сетка устанавливается горизонтально, а вторая – с наклоном около 5° к горизонту. Поперечное натяжение каждой сетки осуществляется подпружиненными болтами с усилием до 50 кН. Траектория колебаний сеток эллиптическая. Наибольшая двойная амплитуда 8 мм, частота колебаний 1130 и 1040 в 1 мин. Рабочая поверхность сетки 2,7 м^2.

Вибросито ВС-1 способно пропустить через сетку с ячейкой 0,16×0,16 мм 40 л/с воды и не менее 10 л/с бурового раствора. При использовании сетки 0,9×0,9 мм пропускная способность вибросита превышает 100 л/с. Масса вибросита 1800 кг, длина 3 м, ширина 1,85 м, высота 1,64 м.

Гидроциклонные шламоотделители

Гидроциклон (рис. 11.12) представляет собой цилиндр, соединенный с усеченным перевернутым конусом. Нижняя часть конуса заканчивается насадкой для слива песков, а цилиндрическая часть оборудуется входной насадкой, через которую нагнетается буровой раствор, и сливным патрубком, через который отводится очищенный раствор.

Буровой раствор насосом подается через входную насадку в цилиндрическую часть гидроциклона по касательной к внутренней поверхности. Обладая сравнительно большой скоростью на входе, частицы шлама под действием инерционных сил отбрасываются к стенке гидроциклона и движутся к песковой насадке.

Тонкодисперсные частицы шлама вместе с компонентами бурового раствора сосредоточиваются в спиралевидном потоке, движущемся снизу вверх. Попадая в сливной патрубок, очищенный раствор выводится из циклона, а шлам (пески) перемещается внешним, движущимся вниз спиралевидным потоком к песко-

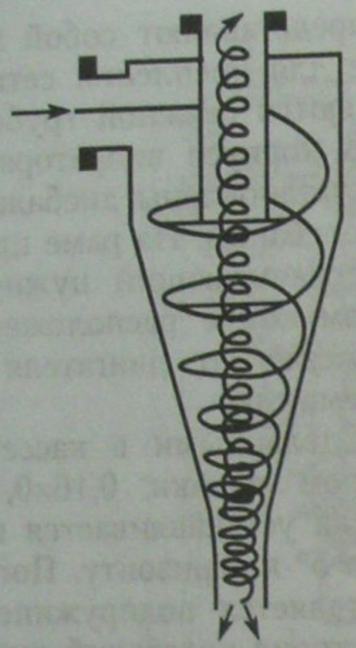


Рис. 11.12. Схема гидроциклона для очистки бурового раствора от шлама

вой насадке и выгружается через нее вместе с некоторой частью бурового раствора.

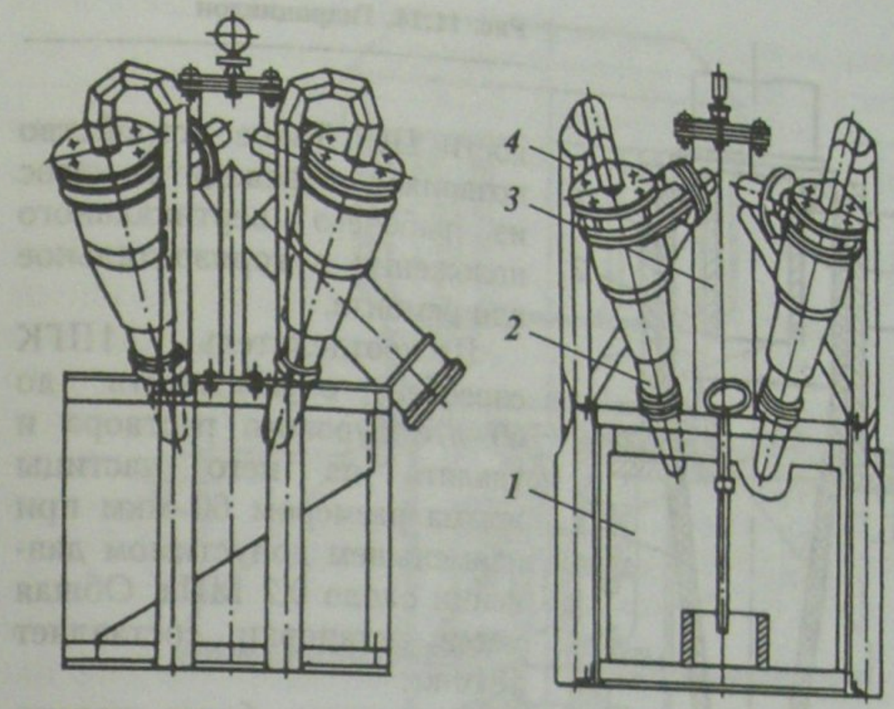
Технологические показатели работы циклона при разделении суспензии на жидкую и твердую фазы ухудшаются при уменьшении напора подающего насоса, увеличении вязкости или плотности подаваемой жидкости, повышении концентрации твердых частиц в суспензии, понижении плотности твердой фазы, уменьшении размера отделяемых частиц, резком отличии формы частиц от сферической, сокращении размера отверстия песковой насадки.

Гидроциклонные шламоотделитеи делят на песко- и илоотделители условно. Пескоотделители – это объединенная единым подающим и сливным манифольдом батарея гидроциклонов диаметром 150 мм и более. Илоотделителями называют аналогичные устройства, составленные из гидроциклонов диаметром 100 мм и мене. Число гидроциклонов в батареях песко- и илоотделителя разное.

В отечественной практике распространен гидроциклонный шламоотделитель 1ПГК, называемый пескоотделителем (рис. 11.13). Он представляет собой батарею из четырех параллельно работающих гидроциклонов диаметром 150 мм. Буровой раствор в гидроциклоны подается вертикальным шламовым насосом.

Батарея гидроциклонов состоит из сварной рамы *1*, четырех гидроциклонов *2*, крестовины *3* и четырех отводов *4* с резиновыми рукавами. Внутренняя часть рамы выполнена в виде лотка с наклонным дном и люком. В передней торцовой стенке установлен шибер. При открытом шибере песковые насадки погружаются в раствор со шламом, вытекающим через верхнюю кромку передней торцовой стенки. При открытом шибере шлам свободно вытекает через люк.

Гидроциклон (рис. 11.14) состоит из металлического корпуса *1*, внутри которого установлен цельнолитой полый резиновый или пластмассовый конус *3*, резиновой насадки *5* и металлической сливной насадки. В нижнюю часть гидроциклона вставляется резиновая песковая насадка *4* с отверстием 15 или 25 мм. Раствор из гидроциклона сливается по патрубку *2*.



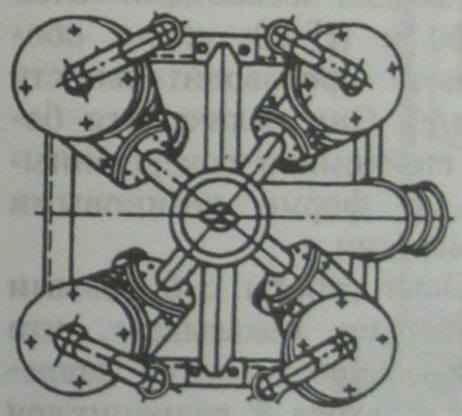


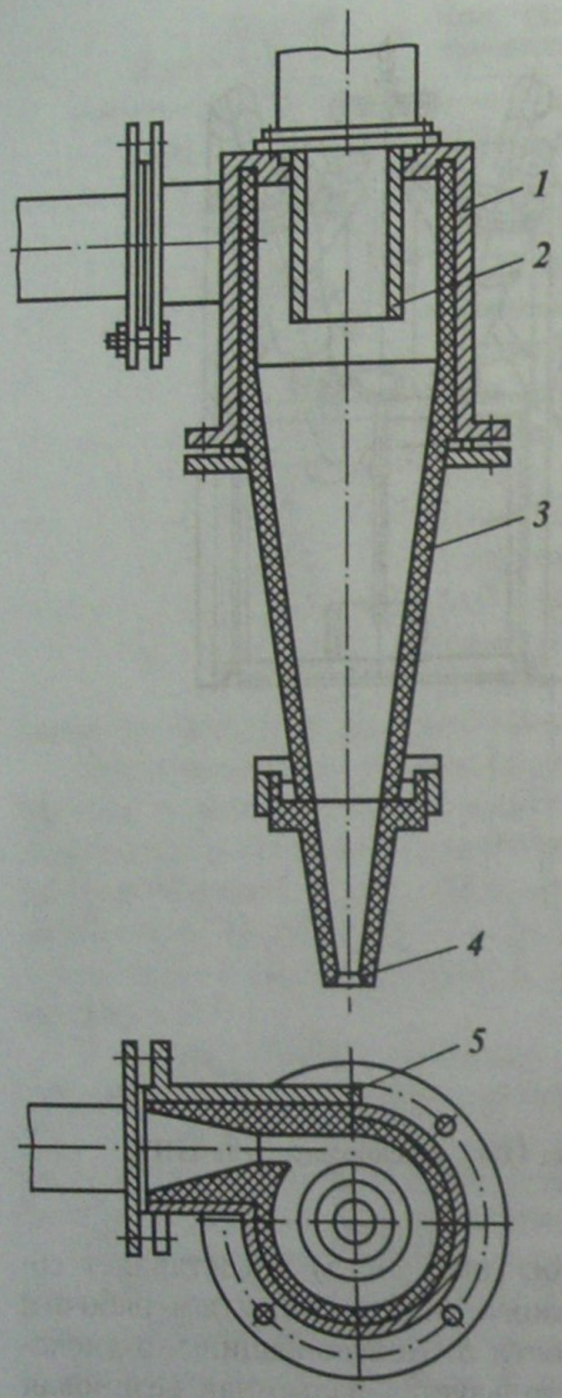
Рис. 11.13. Пескоотделитель 1ПГК

Вертикальный шламовый насос (рис. 11.15) представляет собой центробежный насос погружного типа с открытым рабочим колесом *5*, установленным в полости *8*. Колесо защищено дисками *7*. Вместо сальника в нем используется разъемная резиновая втулка *4*, которая служит не только уплотнителем, но и одновременно является опорой нижнего конца вала *6* насоса.

Два шарикоподшипника играют роль основных опор вала колеса. Они расположены в верхней части корпуса *3* насоса выше уровня перекачиваемого раствора и надежно защищены от его воздействия.

Привод насоса осуществляется от вертикального фланцевого электродвигателя *1* через упругую пальцевую муфту *2*. Электродвигатель крепится к корпусу насоса, который имеет два опорных кронштейна с приваренными цапфами для установки в ем-

Рис. 11.14. Гидроциклон



кости ЦС. Такое устройство позволяет переводить насос из рабочего вертикального положения в горизонтальное для ремонта.

Пескоотделитель 1ПГК способен обрабатывать до 60 л/с бурового раствора и удалять из него частицы шлама размером 60 мкм при наименьшем допустимом давлении около 0,2 МПа. Общая масса установки составляет 1310 кг.

Применяют более надежные модели пескоотделителей ПГ-50 и ПГ-90: число обозначает производительность (в л/с). Они отличаются более стойкими и совершенными по форме резиновыми элементами.

Опыт работы с буровыми растворами показывает, что оптимальное значение давления на входе в гидроциклон для пескоотделителей составляет 0,25 МПа, а для илоотделителей – 0,32 МПа. Такие условия достигаются при давлении в нагнетательной линии насоса 0,4–0,5 МПа.

Основной контролируемой рабочей характеристикой гидроциклона является плотность песков (илов). Плотность нижнего продукта слива должна быть на 0,30–0,42 г/см^3 выше плотности очищенного раствора.

Кроме того, для очистки утяжеленных буровых растворов применяются так называемые сепараторы (рис. 11.16), которые состоят из гидроциклонного илоотделителя *1*, установленного над вибрирующей мелкоячеистой просеивающей сеткой *2*. Утяжеленный буровой раствор, очищенный с помощью виброси-

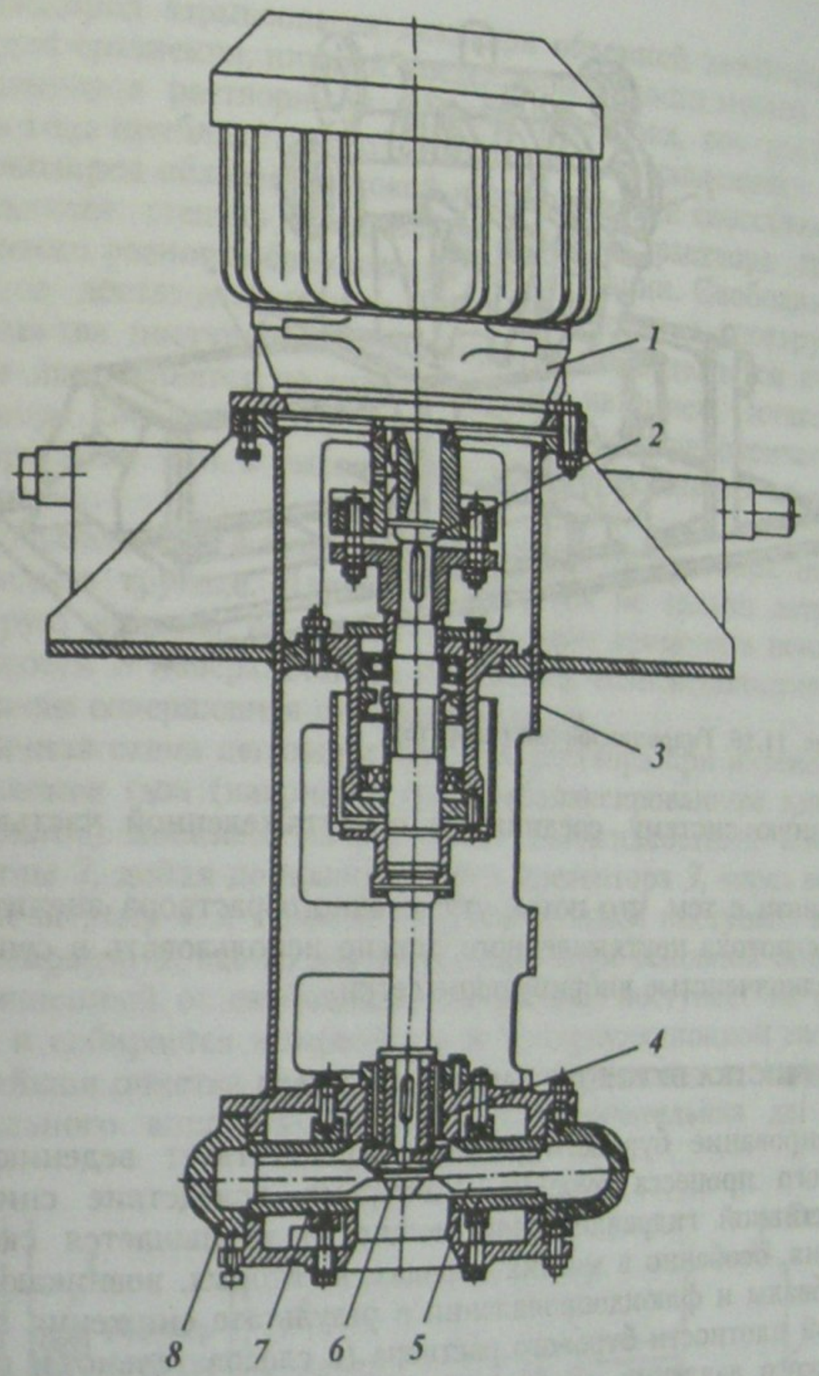


Рис. 11.15. Вертикальный шламовый насос ВШН-150

та, подается центробежным насосом в батарею гидроциклонов, где он разделяется на утяжеленный и неутяжеленный. Неутяжеленный поток возвращается в циркуляционную систему, а утяжеленный через песковые насадки попадает на тонкоячеистое вибросито, где частицы шлама, которые крупнее частиц утяжелителя, сбрасываются в отвал, а остальная часть утяжеленного раствора просеивается через вибросито и, возвратившись в цирку-

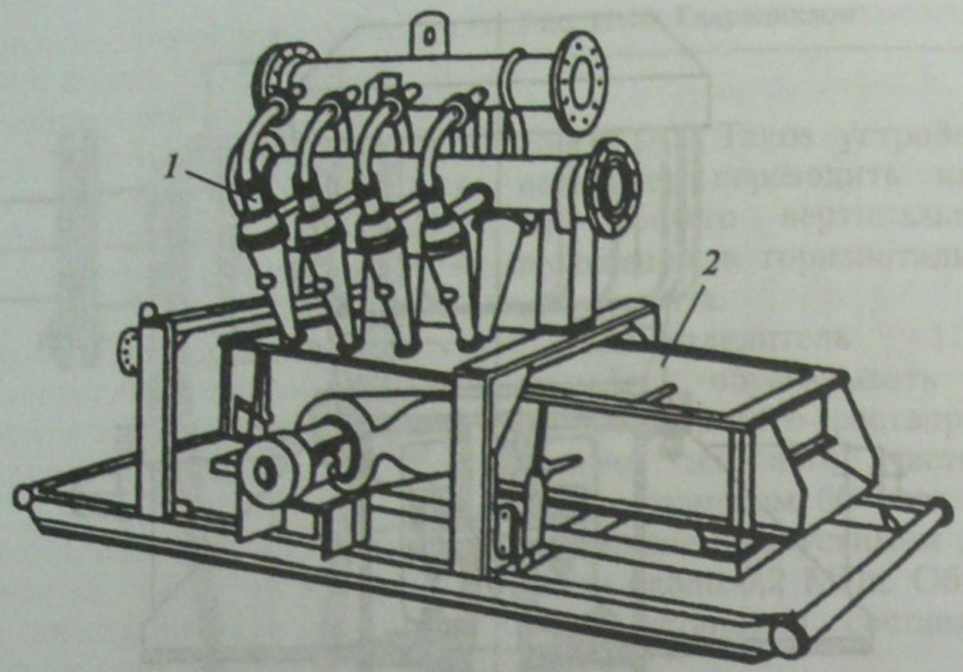


Рис. 11.16. Гидроциклонный сепаратор

ляционную систему, соединяется с неутяжеленной частью раствора.

В связи с тем, что поток утяжеленного раствора значительно меньше потока неутяжеленного, можно использовать в сепараторах мелкоячеистые вибрирующие сетки.

11.4.4. ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ГАЗА

Газирование бурового раствора препятствует ведению нормального процесса бурения. Во-первых, вследствие снижения эффективной гидравлической мощности уменьшается скорость бурения, особенно в мягких породах; во-вторых, возникают осыпи, обвалы и флюидопроявления в результате снижения эффективной плотности бурового раствора (а следовательно, и гидравлического давления на пласты); в-третьих, возникает опасность взрыва или отравления ядовитыми пластовыми газами (например, сероводородом).

Попадающий в циркуляционный поток газ приводит к изменению всех технологических свойств бурового раствора, а также режима промывки скважины.

Растворы, газированные сероводородом, создают особенные трудности при дегазации:

система дегазации должна быть весьма эффективной, так как при объемной концентрации 0,1 % сероводород – опасный яд;

сероводород взрывоопасен даже при объемной концентрации 4,3 % (для сравнения, нижний предел взрываемости метана 5 %);

сероводород растворим в буровых растворах, его растворимость в воде приблизительно пропорциональна давлению;

сероводород обладает высокой корродирующей способностью.

Различная степень газирования бурового раствора требует применения разного оборудования для дегазации. Свободный газ удаляется достаточно просто. Поток раствора из межтрубного пространства поступает в сепаратор, где газ отделяется от раствора и направляется по отводной линии на факел. Оставшийся в растворе свободный газ удаляется в атмосферу окончательно на виброситах или в емкости для сбора очищенного от шлама раствора.

Газ, проникший в молекулярную структуру раствора, извлечь значительно труднее. Для этого требуется не только затратить некоторую энергию, но и часто необходимо применять понизители вязкости и поверхностного натяжения, если используется недостаточно совершенная система дегазации.

Обычная схема дегазации бурового раствора при интенсивном поступлении газа (например, при несбалансированном давлении в скважине) показана на рис. 11.17 Газожидкостный поток из скважины *2*, дойдя до вращающегося превентора *3*, через регулируемый штуцер *4* и герметичные манифольды поступает в газовый сепаратор *5*, где из раствора выделяется основной объем газа. Очищенный от свободного газа раствор поступает на вибросито *6* и собирается в первой емкости циркуляционной системы. Дальнейшая очистка раствора от газа осуществляется с помощью специального аппарата-дегазатора *7*. Окончательная дегазация

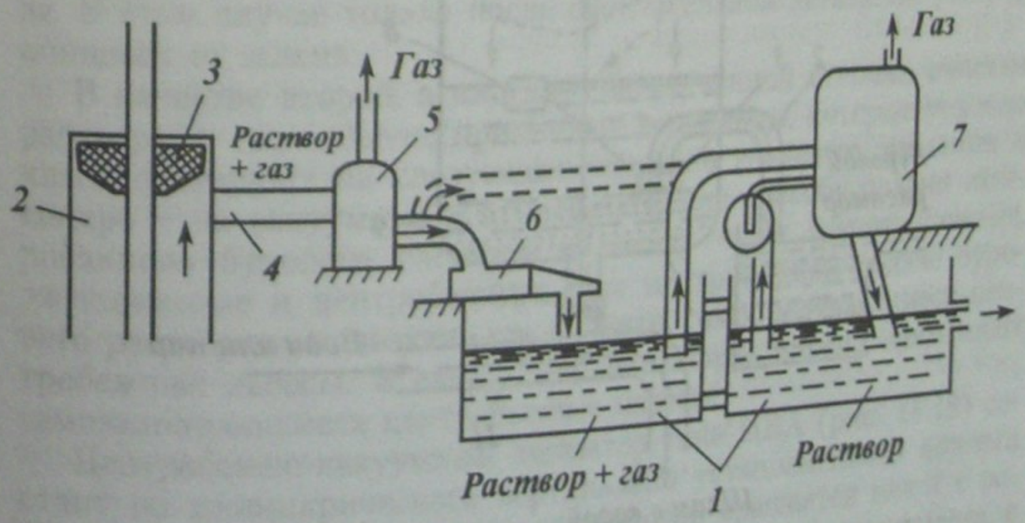


Рис. 11.17. Схема дегазации бурового раствора

происходит в промежуточных емкостях *1* циркуляционной системы с помощью механических перемешивателей.

Газовый сепаратор, используемый в качестве первой ступени очистки бурового раствора от газа представляет собой герметичный сосуд сравнительно большого объема, оборудованный системой манифольдов, клапанов и приборов (рис. 11.18).

Буровой раствор из скважины через вращающийся превентор и регулируемый штуцер по закрытому манифольду поступает по тангенциальному вводу *7* в полость газового сепаратора *1*, где скорость потока резко снижается. В результате действия инерционного и гравитационного полей происходит интенсивное выделение из бурового раствора газа, который скапливается в верхней части сепаратора и отводится по трубопроводу *5* на факел.

Буровой раствор, очищенный от свободного газа, собирается в нижней части газосепаратора, откуда он подается по линии *2* для очистки от шлама на вибросито.

Современные газовые сепараторы, имеющие вместимость 1–4 м^3, рассчитаны на давление до 1,6 МПа и устанавливаются непосредственно над первой емкостью циркуляционной системы. Они оборудуются предохранительным клапаном *6*, регулятором уровня бурового раствора поплавкового типа *3* и эжекторным устройством *11* для продувки и очистки сепаратора от накопившегося шлама.

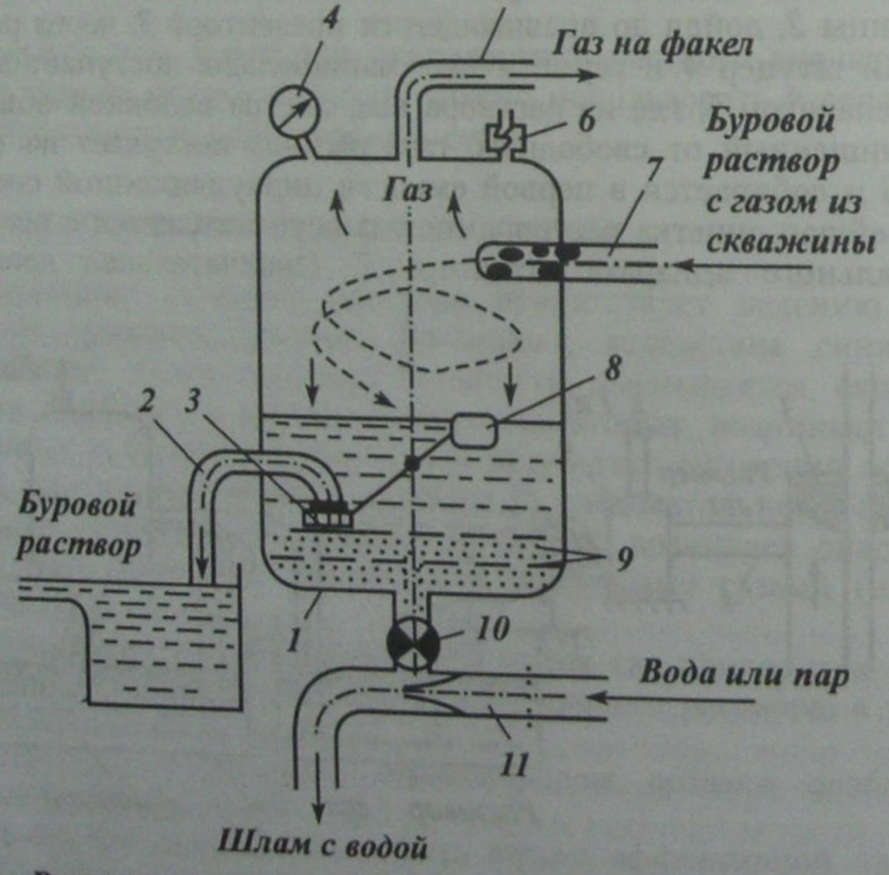


Рис. 11.18. Схема газового сепаратора

Эжекторное устройство работает следующим образом. Воду, а в зимнее время пар, пропускают через штуцер эжектора *11*, в результате чего в сбросовом патрубке газосепаратора создается разрежение. При открытой сбросовой задвижке *10* скопившийся на дне газового сепаратора шлам *9* вместе с частью бурового раствора устремляется в камеру эжекторного смесителя, подхватывается потоком воды (или пара) и выбрасывается из сепаратора наружу. После очистки полости сепаратора сбросовую задвижку *10* закрывают. Для контроля за давлением внутри сепаратора газовая часть его полости оборудуется манометром *4*

В период интенсивных газопроявлений и задавливания пластов буровым раствором в процессе газового выброса, когда сепаратор не в состоянии обеспечить разделение газожидкостного высокоскоростного потока, поток из скважины направляют непосредственно на факел. Однако такие ситуации очень редки и считаются аварийными.

Регулятор уровня раствора *3* в полости сепаратора предназначен для того, чтобы исключить попадание газа в сливной патрубок *2* очищенного раствора, так как создаются условия для его постоянного затопленного состояния с помощью поплавка *8*.

Очищенный от свободного газа буровой раствор обычно поступает на вибросито. Однако при наличии в растворе токсичного газа, например сероводорода, поток из сепаратора по закрытому трубопроводу сразу подается на дегазатор для очистки от газа. В этом случае только после окончательной дегазации раствор очищают от шлама.

В качестве второй, а иногда и единственной ступени очистки раствора от газа обычно применяют дегазаторы, которые условно классифицируют на следующие типы: по значению давления в камере – на вакуумные и атмосферные; по способу подачи газированного бурового раствора в камеру – на гравитационные, эжекционные и центробежные. При центробежной подаче бурового раствора используют, как правило, самопродувающиеся центробежные насосы. В вакуумных дегазаторах иногда применяют самозаполняющиеся центробежные насосы.

Центробежно-вакуумный дегазатор типа ЦВА (рис. 11.19) состоит из цилиндрического вертикально установленного корпуса *1*, *2*, внутри которого с высокой частотой вращается вал *4* с ротором *10*, подобным рабочему колесу центробежного насоса с

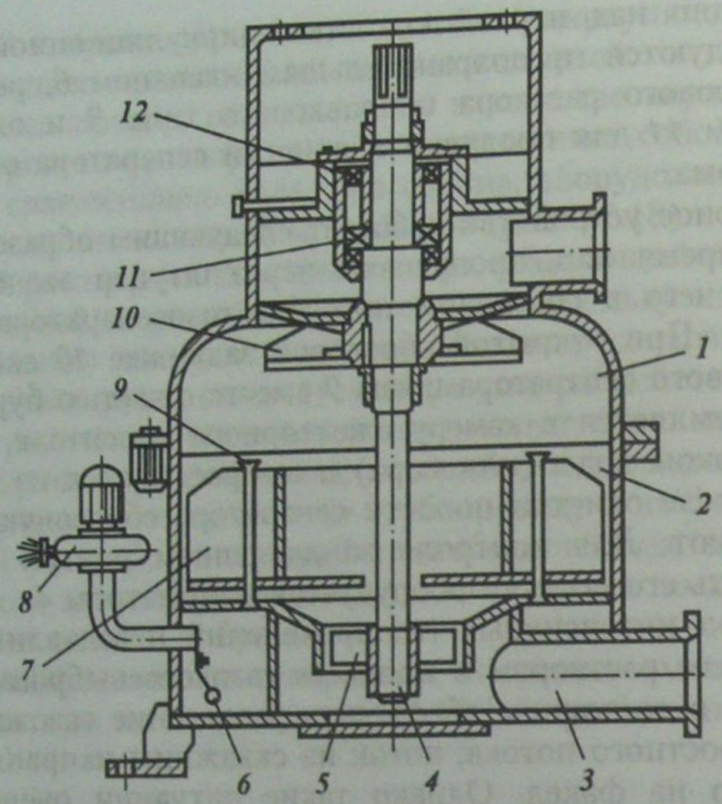


Рис. 11.19. Центробежно-вакуумный дегазатор типа ЦВА:
1, 2 – части корпуса; *3* – труба; *4* – вал; *5* – осевая турбина; *6* – клапан; *7* – пластинчатый деструктор; *8* – вентилятор; *9* – патрубки для отвода газа; *10* – ротор; *11, 12* – подшипники

загнутыми назад лопатками. Поступающий в дегазатор типа ЦВА газированный буровой раствор интенсивно разбрызгивается ротором тонким слоем внутри корпуса и дегазируется. Дегазированный раствор перекачивается обратно в емкость ЦС с помощью осевого насоса, а выделившийся из раствора газ отводится вентилятором *8* по отводным каналам наружу.

Центробежно-вакуумный аппарат типа ЦВА обеспечивает не только эффективную дегазацию буровых растворов, но и интенсивное перемешивание входящих в него жидких и твердых компонентов (табл. 11.15).

Таблица 11.15

Техническая характеристика аппарата типа ЦВА

Плотность раствора, г/см^3		Условная вязкость раствора, с		Содержание газа в растворе, %	
до ЦВА	после ЦВА	до ЦВА	после ЦВА	до ЦВА	после ЦВА
1,38	1,42	105	63	9	0
1,36	1,40	100	55	8	0
1,34	1,43	108	59	12	0
1,38	1,40	102	60	5	0
1,39	1,42	97	52	7	0

11.5. РЕГУЛИРОВАНИЕ СОДЕРЖАНИЯ И СОСТАВА ТВЕРДОЙ ФАЗЫ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ

Твердые частицы в буровом растворе, как правило, необходимы, но они всегда существенно затрудняют процесс бурения скважины. Твердые частицы в растворе приводят к повышению его вязкости, увеличению гидравлических сопротивлений, а также к усиленному износу деталей гидравлического оборудования, в первую очередь буровых насосов, элементов подземного оборудования, бурильных труб и циркуляционной системы. Кроме того, возрастают расходы топлива или электроэнергии.

Как показано на рис. 11.20, все это влечет за собой ухудшение показателей бурения. Так, при изменении содержания твердых частиц от 0 до 14 % время, затрачиваемое на бурение, возрастает в 3 раза.

В этом диапазоне концентраций твердой фазы каждый 1 % удаленных частиц в среднем эквивалентен увеличению механической скорости бурения на 5 %.

Содержание и состав твердой фазы в буровом растворе являются определяющими факторами при регулировании технологических свойств бурового раствора и оказывают первостепенное влияние на скорость бурения и экономические показатели проходки скважины.

Основным современным аппаратом для регулирования содержания твердой фазы является центробежный сепаратор, представляющий собой разновидность центрифуг.

Центробежный сепаратор для буровых растворов (рис. 11.21) представляет собой перфорированный ротор *2*, вращающийся внутри корпуса *1*. Буровой раствор, поступая в корпус *1*, попадает в центробежное поле ротора. Поток раствора приобретает поступательно-вращательное движение, в результате чего происходит разделение твердой фазы по массе. Наиболее массивные частицы раствора (барит, крупный шлам) оттесняются к стенкам корпуса сепаратора и перемещаются периферийной частью потока к сливному отверстию *4* корпуса. Жидкая фаза бурового раствора с тонкодисперсными частицами движется внутри ротора и выходит из аппарата через полый вал *3* ротора.

Разделив буровой раствор на облегченный и утяжеленную пульпу, оператор получает возможность регулировать их возврат в циркуляционную систему и подачу в запасные емкости, таким образом осуществляя первичное регулирование содержания и состава твердой фазы в буровом растворе. Окончательно доводят раствор до кондиции, добавляя в него (при необходимости) свежие порции компонентов.

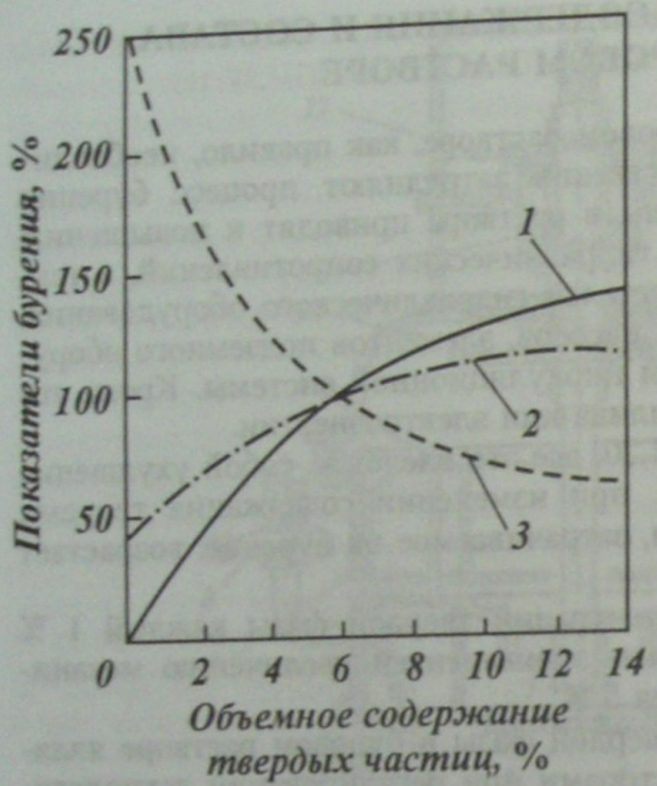


Рис. 11.20. Зависимость показателей бурения от содержания твердой фазы в буровом растворе:
1 – затраты энергии на работу долота; *2* – время бурения; *3* – суточная проходка

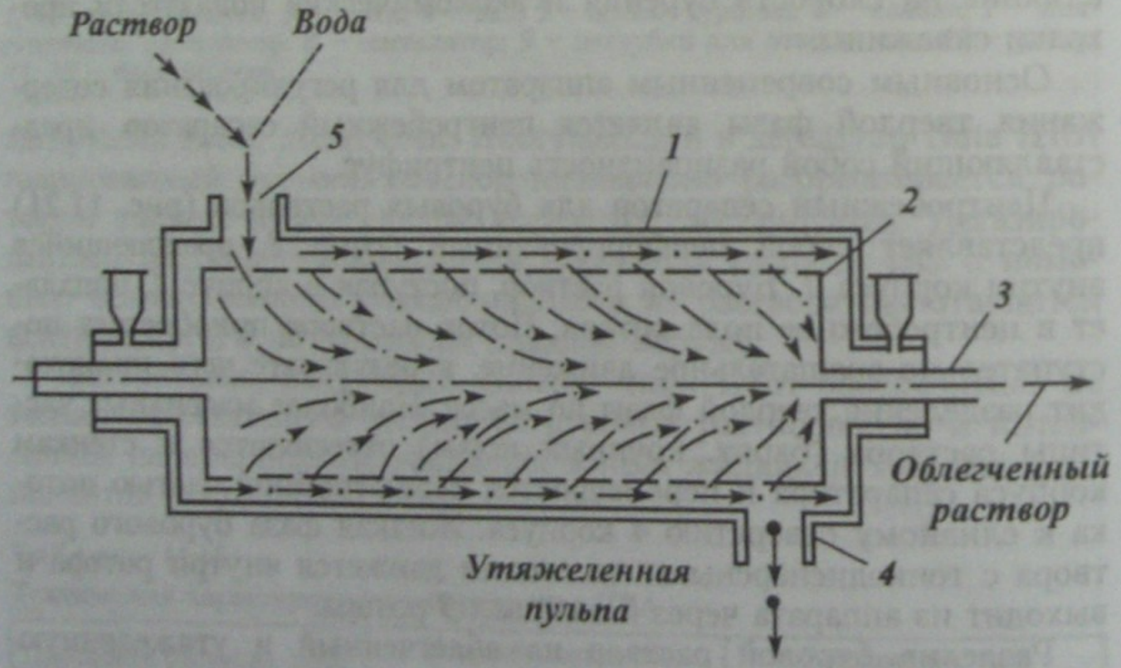


Рис. 11.21. Схема центробежного сепаратора буровых растворов

Поступающий через ввод *5* на обработку в центробежный сепаратор буровой раствор обычно разбавляют водой для того, чтобы уменьшить вязкость и таким образом улучшить условия разделения твердой фазы по массе.

11.6. НАПОЛНИТЕЛИ ДЛЯ БУРОВЫХ И ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ

Поглощение буровых растворов – 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. 11.16.

Таблица 11.16

Наполнители для ликвидации поглощений

Наполнитель и его химическая природа	Область применения
1. ВОЛ – отходы латексных вулканизированных изделий	Наполнение буровых растворов при снижении интенсивности и ликвидации поглощения в процессе бурения в среднетрещиноватых проницаемых породах
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
3. Целлофановая стружка	Наполнение буровых растворов и тампонажных смесей при борьбе с поглощениями (особенно эффективен в условиях раскрытия каналов ухода до 3 мм)
4. ВУС – вязкоупругий состав на основе латекса и полиоксиэтилена	Борьба с поглощениями бурового раствора в процессе бурения скважин
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
6. Разномерная резиновая крошка – дробленая вулканизированная резина – отходы шинного производства	Добавка к буровому раствору и тампонирующим смесям для предупреждения и ликвидации поглощений
7. Слюда-чешуйка – дробленые отходы слюдяных фабрик	Добавка к буровому раствору и тампонирующим смесям для предупреждения и ликвидации поглощений
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
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 крупнотрещиноватых породах с трещинами до 200 мм
10. ВДР – водная дисперсия резины с использованием смоляных и жирны кислот в качестве эмульгатора	Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации поглощений в мелкопористых проницаемых пластах и предупреждения прихватов под действием перепада давления
11. МРК – мелкая резиновая крошка	Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации поглощений в мелкотрещиноватых пластах и пористых породах

Продолжение табл. 11.16

Наполнитель и его химическая природа	Область применения
12. Хромовая стружка и «кожагорох» – 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
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
14. НХ – наполнитель хлопьевидный – двухкомпонентная композиция различных по структуре и механическим свойствам	Для изоляции зон поглощения в крупнотрещиноватых и кавернозных породах с каналами 20–40 мм и более
15. Сломель – порошкообразный материал – измельченный лист декоративного бумажно-слоистого пластика	Добавка к буровому раствору для профилактики поглощений при роторном и турбинном бурении
16. НК – наполнитель композиционный – многокомпонентная смесь, получаемая путем совместной переработки кожевенных, текстильных, РТИ и некоторых других инертных материалов	Добавка к буровому раствору в качестве основной закупоривающей массы для изоляции зон поглощения интенсивностью от 30 до 90 $м^3/ч$
17. НП – наполнитель пластиковый – смесь частиц двух типов размером 3 мм (жестких пластинок пластика и деформируемой просмоленной бумаги)	Добавка к буровому раствору для профилактики поглощений в пористых и трещиноватых породах
18. Диспор – дисперсионный порошковый регенерат – продукт переработки отработанных резиновых шин	Кольматирующая добавка к буровому раствору
19. НАН – акрилнитрильный наполнитель – коротковолнистые волокна из смеси полиакрилнитрильных и полиэфирного материалов	Кольматирующая добавка к буровому раствору
20. Гермопор – порошок с частицами волокнистой структуры – антифильтрационная добавка и экологически чистый материал	Замена (на 80 %) известных полимерных материалов. Тонкодисперсная фракция – для кольматации проницаемых пород. Среднедисперсная фракция – закупоривающий материал
21. ГПТС – гидрофобный полимерный тампонажный состав, состоящий из полимера и дизтоплива. Марки: ГПТС-20, -40, -75, -110 для различных температурных условий	Для выполнения ремонтно-изоляционных работ в различных температурных условиях от 20 до 110 °С
22. ВНП – порошковый водонабухающий полимер	Добавка к тампонажному составу при проведении ремонтно-изоляционных работ в скважинах при первичном освоении

Тампонажные составы предназначены для ликвидации поглощений в наиболее сложных условиях (по давлению и температуре) в открытом стволе и обсаженной скважине. К ним относятся составы, приведенные в табл. 11.17.

Таблица 11.17

Тампонажные составы

Наполнитель и его химическая природа	Область применения
1. НЛК – незамерзающая латексная композиция	Для ликвидации интенсивных поглощений бурового раствора на водной основе и водопритоков из пластов продуктивной толщи
2. ГЛС – глинолатексная смесь. Состав: латекс, глинопорошок, коагулянты (цемент и хлористый кальций)	В качестве упругопластичной или вязкопластичной пасты для ликвидации поглощений и водоперетоков
3. ТРВВ – тампонажный раствор из цементного и глинистого растворов с наполнителями в соотношении от 1:2 до 1:1	Для ликвидации поглощений с интенсивностью от 20 до 90 $м^3/ч$
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
5. Гелеобразующий состав на основе оксиэтилцеллюлозы – ОЭЦ, соль, расширяющиеся добавки, щелочь, вода	Для закупоривания крупных трещин и карстовых полостей. Структурообразование в пресной воде сопровождается увеличением объема до 30 %
6. Тампонажные составы на основе ФТП (фильтрата технического пентаэритрита) – на основе бентонитового порошка; твердеющий тампонажный состав	Для ликвидации поглощений. Соотношение ФТП и бентонитового порошка 1:1. Плотность 1400 $кг/м^3$. Может применяться в качестве незамерзающей продавочной жидкости
7. Тампонажный состав с высокими тиксотропными свойствами. Состав: портландцемент, кальцинированная сода, наполнитель сломель, добавка (этоний) и вода	Для повышения эффективности изоляционных работ в поглощающих скважинах, а также в скважинах с газопроявлениями
8. ЦЛТР – цементно-латексный тампонажный раствор. Состав: цемент 90–95 %; латекс 1–10 %; хлористый натрий 0,5–5 % + антивспениватель типа БА	Для применения при креплении скважин: с водопроявляющими пластами; с породами, склонными к гидроразрыву; пористых и мелкотрещиноватых пород; для ремонтно-изоляционных работ
9. Тампонажный раствор с наполнителем сломель для «холодных» скважин. Состав: цемент для холодных скважин 65–66 %; сломель 0,5–2,5 %; вода – остальное	Для повышения седиментационной устойчивости цементного камня на 20 %
10. Тампонажный раствор с ПГМГ-хлоридом (полигексаметиленгуанидин – метацидом). Состав: цемент 98–99,8 %, ПГМГ хлорид (метацид) 0,2–2 %	Для увеличения подвижности и улучшения реологических свойств цементного раствора и повышения прочности цементного камня на 20– 30 %
11. ОТЦ-Н – облегченный тампонажный цемент	При наличии зон поглощений и агрессивных сред в сложных геологических условиях и при температуре от 20 до 100 °С

Продолжение табл. 11.17

Наполнитель и его химическая природа	Область применения
12. Гелеобразующий состав из нетоксичных неорганических отходов и кислоты. Выпускается под маркой «Азимут Z»	Для водоизоляции, ликвидации заколонных перетоков, восстановления герметичности резьбовых соединений обсадной колонны и повышения нефтеотдачи пластов
13. Тампонажная композиция с закупоривающими свойствами	Для цементирования скважин в сложных геологических условиях при наличии пластов с АНД и зон поглощения при температуре до 80 °С
14. БСС – быстросхватывающая 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.	Для изоляции зон поглощения в скважинах с температурой от 20 до 70 °С путем затворения на воде или на углеродах
15. Гипсовый раствор на основе высокопрочного строительного или водостойкого гипса с добавлением замедлителей схватывания – ТПФН, ТНФ, КМЦ, ССБ и др.	Для изоляции пластов с температурой 25–35 °С
16. Гипсоцементный раствор в соотношении 1:1 с замедлителями схватывания. Обладает коротким сроком схватывания, твердения и высокой прочностью камня	Для изоляции зон поглощения путем затворения смеси на растворе с замедлителем. Плотность раствора 1,7–1,85 г/см^3
17. Глиноцементный раствор – смесь цемента, 4–10 % бентонита и ускорителей схватывания ($CaCl_2$ глинозема и др.)	Для изоляции зон поглощения путем затворения смеси на воде в условиях, где требуется уменьшенная плотность
18. ЦСК-1 – цементно-смоляная композиция – смесь тампонажного цемента с добавкой алифатической эпоксидной смолы ТЭГ-1 и отвердителя полиэтиленполиамида (ПЭПА)	Для изоляции зон поглощения путем затворения смолы ТЭГ, затем ПЭПА и на ней цемент
19. СБС и СЦБС – соляробентонитовые и соляроцементно-бентонитовые смеси с добавками песка и разжижителя – креозол, кубовые остатки этилового эфира ортокремниевой кислоты и др. ПАВ	Для изоляции зон поглощения в условиях АНПД. Плотность СБС 1,1–1,3 г/см^3
20. Тампонажная смесь СКМ-19 – смесь цемента с добавкой мочевиноформальдегидной (карбамидной) смолы М-19-62, отверждаемой 30%-ным водным раствором хлорного железа	Для изоляции зон поглощения в условиях АНПД и при температуре до 90 °С. Плотность СКМ-19 1,1–1,3 г/см^3. Для улучшения смеси добавляют наполнители – опилки и др.
21. Тампонажная смесь ТС-ФА – на основе фурфурол-ацетонового мономера (ФА), отверждаемого 30%-ным хлорным железом	Для изоляции зон поглощения в условиях АНПД и при температуре 200 °С. Плотность СКМ-19 1,1–1,7 г/см^3. Для улучшения смеси добавляют наполнители – кордное волокно и др.
22. ВТП – вязкая тампонажная паста на глинистой основе или неорганических вяжущих веществ с добавками $CaCl_2$	Для изоляции зон поглощения при низкой интенсивности поглощения. Плотность от 1,1 до 1,28 г/см^3

Продолжение табл. 11.17

Наполнитель и его химическая природа	Область применения
23. ГГП – гипаноглинистая паста – результат смешения глинистого раствора на 15–20%-ном растворе хлорида кальция, с раствором гипана 8–10%-ной концентрации и наполнителя	Для изоляции зон поглощения при низкой интенсивности поглощения. Термостойкость ГГП – до 180 °С
24. ПГП – полиакриламидная паста – смесь 1%-ного раствора полиакриламида с минерализованным буровым раствором 1:3	Для изоляции зон поглощения. Вязкость раствора не должна превышать 45 с по ПВ-5
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	Для изоляции зон поглощения. Сроки схватывания регулируют добавками хлорида кальция
26. ПТЦГ – цементно-глинистая паста – смесь цементного раствора (1,80 г/см^3) на водной основе с соляроглинистым раствором (1,25 г/см^3)	Для изоляции зон поглощения. Сроки схватывания регулируют добавками ускорителей
27. ГПСГ – глиноцементная паста с сернокислым глиноземом – смесь цемента с глинопорошком, затворенная на воде с глиноземом, концентрацию которого контролируют по плотности	Для изоляции зон поглощения. Плотность смеси 1,62–1,76 г/см^3. Сроки схватывания регулируют добавками ускорителей
28. ГЦППАА – глиноцементная паста с полиакриламидом – высокоструктурированная тампонажная смесь плотностью 1,33–1,40 г/см^3 и с высокой пластической вязкостью	Для изоляции зон поглощения. Смесь 1:1 цементного раствора и глинистого раствора подается одновременно в скважину в трубы и в затрубье

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Абубакиров В.Ф., Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых, А.О. Межлумов, В.Ю. Близников.* Буровое оборудование. Буровой инструмент: Справ.: В 2 т. – М.: Недра, 2003. – Т. 2.

2. *Александров М.М.* Определение сил сопротивления при бурении скважин. – М.: Недра, 1965.

3. *Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноев А.Н.* Винтовые забойные двигатели. – М.: Недра, 1999.

4. *Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г.* Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М.: Недра, 2000.

5. *Басарыгин Ю.М., Будников Ю.М., Булатов А.И.* Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин: В 6 т. – М.: Недра, 2000.

6. *Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М.* Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – Краснодар: Советская Кубань, 2002.

7. *Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д.* Ремонт газовых скважин. – М.: Недра, 1988.

8. *Басарыгин Ю.М.* Теория и практика решения главнейших технологических проблем нефтегазового комплекса: 2 т. – Краснодар, Просвещение – Юг, 2004.

9. *Бездробный О.И., Булатов А.И., Макаренко П.П.* Обслуживание наземного цементированного оборудования: Справочник. – М.: Недра, 1996.

10. *Будников В.Ф., Булатов А.И., Петерсон А.Я., Шаманов С.А.* Контроль пути улучшения технического состояния скважин. – М.: Недра, 2001.

11. *Булатов А.И., Аветисов А.Г.* Справочник инженера по бурению: В 4 т. – М.: Недра, 1993.

12. *Булатов А.И., Демихов В.И., Макаренко П.П.* Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1998.

13. *Булатов А.И., Измайлов Л.Б., Лебедев С.А.* Проектирование конструкций скважин. – М.: Недра, 1979.

14. *Булатов А.И., Левшин В.А., Шеметов В.Ю.* Методы и техника очистки и утилизация отходов бурения. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989.

15. *Булатов А.И., Макаренко П.П., Шементов В.Ю.* Справочник инженера-эколога нефтегазодобывающей промышленности по методам анализа загрязнителей окружающей среды: В 2 т. – М.: Недра, 1999.

16. *Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябченко В.И.* Технология промывки в бурении. – М.: Недра, 1981.

17. *Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А.* Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2003.

18. *Буровое* оборудование/В.Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др.: Справ.: В 2 т. – М.: Недра, 2000. – Т. 1.

19. *Григулецкий В.Г., Лукьянов В.Т.* Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. – М.: Недра, 1990.

20. *Гукасов Н.А.* Справочник пособие по гидравлике и гидродинамики в бурении. – М.: Недра, 1982.

21. *Долгов С.В.* Методы поведения ремонтных работ в скважинах с использованием пен и газообразных агентов. – М.: Недра, 1997.

22. *Еременко Т.Е.* Крепление нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1965.

23. *Единые* технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях//Нефтяник. – 1983.

24. *Измайлов Л.Б., Овечкин А.И., Комнатный Ю.Д.* И др. Пути сокращения затрат времени на крепление скважин НТИС//Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. – 1985. – Вып. 9.

25. *Инструкция* по бурению наклонно направленных скважин. – М.: ВНИИБТ, 1986.

26. *Иогансен К.В.* Спутник буровика. – М.: Недра, 1990.

27. *Макаренко П.П.* Комплексное решение проблем развития газодобывающего комплекса. – М.: Недра, 1996.

28. *Основы* технологии горизонтальной скважины/Под ред. Е.Ю. Проселкова, Ю.М. Проселкова: Пер. с англ. – Краснодар: Советская Кубань, 2003.

29. *Палашкин Е.А.* Справочник механика по глубокому бурению. – М.: Недра, 1981.

30. *Правила* безопасности в нефтяной и газовой промышленности//Нефтяник. – 1993.

31. *Процессы* разрушения горных пород и резервы повышения скорости бурения/Н.А. Колесников, А.К. Рахимов, А.И. Булатов и др. – Ташкент: Фан, 1990.

32. *Разработка* конструкций наклонно направленных и горизонталь-

ных скважин/Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов и др.// Гипотезы. Поиск. Прогнозы. – 1999. – Вып. 6.

33. *РД 08-200–98*. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Авангард, 1993.

34. *РД 39-0147009-708–87*. Технология цементирования скважин, обеспечивающая герметичность цементного кольца в заколонном пространстве. – М.: Авангард, 1993.

35. *РД 39-093–91*. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. – Самара: ВНИИТнефть, 1991.

36. *Руководящий* документ. Инструкция по расчету осадочных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М.: Авангард, 1997.

37. *Скрыпник С.Г.* Техника для бурения нефтяных и газовых скважин на мо-ре. – М.: Недра, 1989.

38. *Справочник* машиностроителя. – М.: Машгиз, 1951. – Т. 3.

39. *Справочник* по креплению нефтяных и газовых скважин/Под ред. проф. А.И. Булатова. – М.: Недра, 1981.

40. *Теория* и практика заканчивания скважин/А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Ю.М. Басарыгин: В 5 т. – М.: Недра, 1997.

41. *Трубы* нефтяного сортамента: Справочник/Под общ. ред. А.Е. Сарояна. – 3-е изд. – М.: Недра, 1987.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 5

1. Элементы нефтегазопромысловой геологии и физики пласта 6

1.1. Составление геологического разреза скважины 6
1.2. Физико-механические свойства пород-коллекторов 7
1.3. Состав пластовых флюидов и минерализация подземных вод 11

2. Геофизические методы исследования скважин 14

2.1. Оценка качества цементирования скважин 19
2.2. Методы контроля технического состояния обсадных колонн 25

3. Основные сведения по механике горных пород 28

3.1. Механические и абразивные свойства горных пород 31
3.2. Влияние всестороннего давления, температуры и водонасыщения на некоторые свойства горных пород 42
3.3. Основные закономерности разрушения горных пород 44

4. Конструкция скважин 47

4.1. Методы проектирования конструкций скважин 52

5. Буровые долота 60

5.1. Буровые шарошечные долота 60
5.1.1. Трехшарошечные долота 80
5.1.2. Двухшарошечные долота 81
5.1.3. Одношарошечные долота 83
5.2. Шарошечные долота других конструкций 84
5.3. Долота с алмазным и твердосплавным вооружением 93
5.4. Расширители 101

6. Калибраторы, центраторы, стабилизаторы, амортизаторы 116

6.1. Наддолотный амортизатор для бурения скважин 117
6.2. Инструмент для строительства наклонных и горизонтальных боковых стволов 377

7. Инструмент для отбора керна 119

7.1. Керноотборные устройства 119
7.2. Бурильные головки 124
7.2.1. Шарошечные бурильные головки 124
7.2.2. Бурильные головки типа М 127
7.2.3. Алмазные бурильные головки 129
7.3. Кернорватели керноотборных инструментов 131

8. Бурильные трубы 134

8.1. Трубы бурильные ведущие 134
8.2. Трубы бурильные стальные 136
8.3. Трубы бурильные алюминиевые 146
8.4. Трубы бурильные утяжеленные 150
8.5. Краны шаровые для бурильных колонн 159
8.6. Клапаны обратные для бурильных колонн 168
8.6.1. Клапаны типа КОБК 168
8.6.2. Клапаны обратные типа К 169

9. Буровые роторы 171

9.1. Конструкции буровых роторов 171
9.2. Выбор основных параметров буровых роторов 182

10. Забойные двигатели 189

10.1. Турбобуры 189
10.1.1. Конструкции турбобуров 190
10.1.2. Односекционный турбобур 193
10.1.3. Секционные турбобуры 195
10.1.4. Шпиндельные турбобуры 197
10.1.5. Высокомоментные турбобуры с предельными турбинами 199
10.1.6. Высокомоментные турбобуры с системой гидроторможения 202
10.1.7. Шпиндель с лабиринтным дисковым уплотнением 209
10.1.8. Герметизированный маслонаполненный шпиндель 210
10.1.9. Энергетическая характеристика турбины 212
10.1.10. Внешняя характеристика турбобура 215
10.2. Типы турбобуров 220
10.3. Турбинные отклонители 274
10.4. Винтовые забойные двигатели 278
10.5. Отклоняющие устройства и клапаны 292
10.6. Турбинные отклонители 293
10.7. Отклонители 296
10.8. Турбинно-винтовые двигатели 302

11. Промывка скважин и буровые растворы 306

11.1. Функции процесса промывки скважин 312
11.2. Реагенты и добавки для регулирования свойств буровых промывочных растворов 313
11.2.1. Электролиты 313
11.2.2. Защитные высокомолекулярные вещества (коллоиды) 316
11.2.3. Поверхностно-активные вещества 320
11.2.4. Пеногасители 321
11.2.5. Утяжелители 322
11.2.6. Смазочные добавки 322
11.3. Буровые промывочные растворы 322
11.3.1. Буровые растворы на водной основе 322
11.3.2. Растворы на нефтяной основе 324
11.3.3. Газообразные промывочные агенты 335
11.4. Приготовление, очистка буровых растворов 340
11.4.1. Основные материалы для приготовления базовых буровых промывочных растворов 342
11.4.2. Приготовление буровых растворов 342
11.4.3. Очистка бурового раствора от шлама 346
11.4.4. Очистка бурового раствора от газа 350
11.5. Регулирование содержания и состава твердой фазы в буровом растворе 362
11.6. Наполнители для буровых и тампонажных растворов для ликвидации поглощений 367
Список использованной литературы 369
..... 374