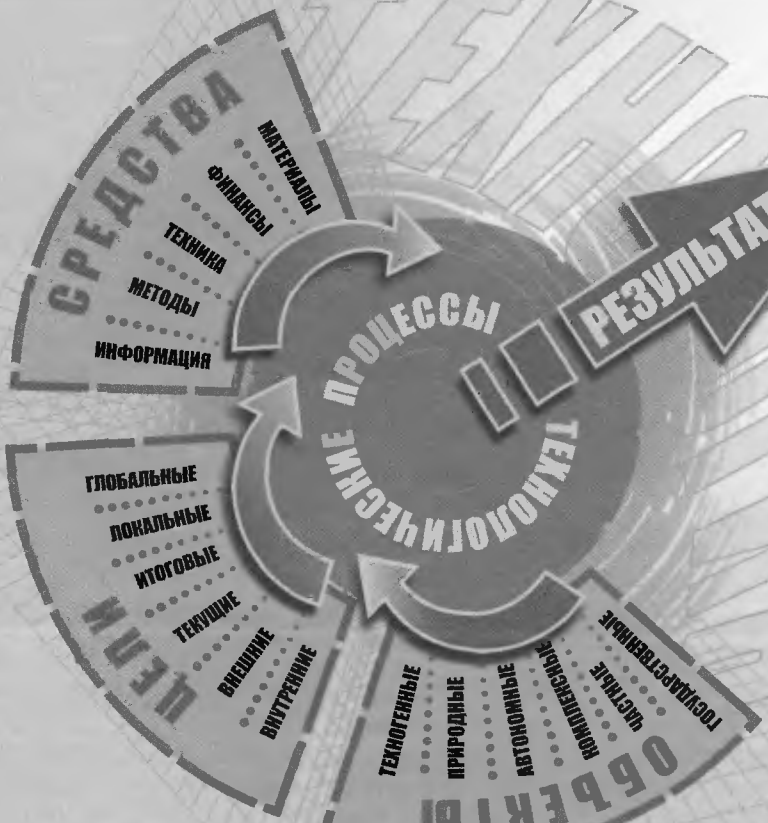
Б 159983 рб

БУРЕНИЕ СКВАЖИН РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ



Б 159983 дб

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ ЕСТЕСТВЕННЫХ НАУК
КОНЦЕРН "СОЮЗГЕОПРОМ"

Сердюк Н.И. Куликов В.В. Тунгусов А.А.
Минаков С. И. Сауков И.В. Кравченко А.Е.
Шибанов Б.В. Манчуков В.Г. Ермаков Ю.Н.
Бебенин В.Ю. Митровка В.М. Лысов М.Г.

БУРЕНИЕ СКВАЖИН РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Издание 2-е

Под редакцией д-ра техн. наук, проф.,
корр. РАЕН Сердюка Н.И.

СПГГИ(ТУ)
Главная библиотека
867507

Допущено УМО по образованию в области прикладной геологии в качестве учебного пособия для студентов ВУЗов, обучающихся по специальностям "Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых", "Технология геологической разведки" и "Горное дело"

Москва РГГРУ 2007

УДК 622.243
ББК 33.131
С324

Рецензенты:
Панков А.В., д-р техн. наук, проф., академик РАЕН, засл. геолог РФ,
Ганджумян Р.А., профессор РГГРУ, советник РАЕН

Сердюк Н.И., Куликов В.В., Тунгусов А.А., Минаков С. И., Сауков И.В., Кравченко А.Е., Шибанов Б.В., Манчуков В.Г., Ермаков Ю.Н., Бебенин В.Ю., Митровка В.М., Лысов М.Г.

С324 Бурение скважин различного назначения – М.: Российский государственный геологоразведочный университет, 2007. – 624 с.: ил. - 39, табл. – 382, библ. назв. – 115.

ISBN5-88595-14-01

Приведена информация о составе, состоянии, свойствах, условиях залегания полезных ископаемых и горных пород, а также способах, видах и разновидностях бурения разведочных и эксплуатационных скважин различного назначения.

Рассмотрены основные технологические процессы и ресурсы, применяемые при сооружении, исследовании, эксплуатации и ликвидации скважин.

Изложенная информация может использоваться инженерно-техническими работниками, аспирантами и студентами при проектировании и совершенствовании различных буровых процессов, оборудования, инструмента, очистных агентов, тампонажных смесей и т.п.

ISBN 5-88595-14-01

© Концерн "Союзгеопром", 2007
© РГГРУ, 2007

ПРЕДИСЛОВИЕ

Расширение области применения буровых работ и повышение их значимости выражается в ускоренном развитии технологии бурения. Наряду с этим происходят дробление и локализация буровых специальностей и специализаций, затрудняющие процесс своевременного получения новой технологической информации.

На взгляд авторов данной работы специальность бурения едина. Узкое разграничение направлений бурового дела оправдано лишь в той части, когда конкретная профессиональная деятельность специалиста – буровика связана исключительно с данной конкретной специализацией буровых работ. Но при этом узкая специализация деятельности вовсе не должна означать ее отрыва от бурового дела.

Вся история становления и развития технологии бурения показывает сильное взаимное влияние отдельных направлений буровых работ друг на друга. Очень многие технические средства и технологические процессы являются общими для разных видов бурения. В этом проявляется и цельность, и, одновременно, комплексность бурового дела. Так, например, легкосплавные бурильные трубы, впервые разработанные и примененные при бурении нефтяных скважин, нашли широкое применение при геологоразведочном бурении скважин на твердые полезные ископаемые алмазным породоразрушающим инструментом, а известный с древнейших времен ударный способ бурения эксплуатационных скважин на воду и рассолы стал одним из основных способов бурения при разведке россыпных месторождений золота. Таких примеров в буровом деле множество.

Информация, относящаяся к различным направлениям бурения, структурирована в книге таким образом, чтобы нивелировать искусственные барьеры, появляющиеся между этими направлениями в результате их автономизации и тем самым упростить процессы заимствования лучших технологических разработок, применяющихся в настоящее время в различных производственных предприятиях.

Книга является итогом изучения большого количества литературных и др. источников, таких авторов как Н.И. Куличихин, Б.И. Воздвиженский, Э.Ф. Эпштейн, Ф.А. Шамшев, С.А. Волков, А.В. Марамзин, В.С. Федоров, В.С. Владиславлев, Д.Н. Башкатов, С.С. Сулакшин, Е.А. Козловский, Б.М. Ребрик, А.Г. Калинин, Л.Г. Грабчак, В.Ж. Аренс, С.М. Башлык, Г.П. Квашнин, В.В. Алексеев, В.П. Дробаденко, О.С. Брюховецкий, А.М. Лимитовский, В.Г. Кардыш, В.П. Зиненко, П.В.Полежаев, Н.В. Соловьев, И.С. Афанасьев, А.В. Панков, В.И. Власюк, А.Д. Башкатов, А.И. Осецкий, П.П. Пономарев, В.А. Каулин, А.М. Коломиец, А.И. Кукес, Р.А. Ганджумян, А.И. Аветисов, И.А. Сергиенко, Н.И. Корнилов, А.М. Гусман, А.Т. Николаенко, В.С. Алексеев, В.М. Гаврилко,

В.Т. Гребенников, Л.А. Лачинян, Ю.Т. Морозов, А.Т. Киселев, В.В. Ржевский, Е.М. Соловьев, Г.Я. Новик, Н.Г. Середа, В.В. Дубровский, Б.Н. Кутузов, Б.А. Симкин, А.Г. Мессер, А.Н. Давиденко, А.Я. Третьяк, О.В. Ошкордин, Н.И. Николаев, А.В. Ягупов и др.

В процессе подготовки книги авторы пользовались постоянной консультационной помощью преподавателей кафедры разведочного бурения имени Б.И. Воздвиженского и других кафедр Российского государственного геологоразведочного университета (РГГРУ) имени Серго Орджоникидзе. Выражаем им нашу признательность.

Данная работа не могла бы состояться без поддержки буровых производственных предприятий – ЗАО "Гидроинжстрой", ЗАО НПО "Комплексное водоснабжение объектов", Московского опытного завода буровой техники, ЗАО "Концерн Союзгеопром", Института технологических и образовательных инноваций и Фонда "Содействие становлению и трудоустройству молодых специалистов". Руководителям и сотрудникам этих организаций авторы выражают глубокую благодарность.

ГЛАВА 1

Основные понятия и характеристики

Под термином ***буровое дело*** понимается совокупность комплексных технологических систем, составляющих процесс бурения скважины. Этимологически термин ***бурение*** связан с немецким словом *Bohren* – скважина, отверстие.

Понятие ***технологический процесс бурения скважины*** в смысловом значении употребляется двояко. С одной стороны, технологическим процессом бурения скважины (для краткости – бурением скважины) в широком смысле называют сооружение скважины, включающее в себя целый комплекс частных технологических процессов, в том числе ***углубку*** (углубление) скважины, т. е. перемещение забоя скважины в разбуриваемом массиве. С другой стороны, в узком смысле – собственно углубку как процесс перемещения забоя, то есть увеличение линейного размера скважины.

В настоящей работе авторы сочли необходимым сохранить эту принятую в литературе неоднозначность понятия ***бурение скважины***. Установить, в каком именно смысле употреблен этот термин в том или ином разделе можно по смыслу текста. Так, под ***механической скоростью бурения скважины*** следует понимать скорость углубки скважины, а под ***бурением скважин на нефть и газ*** – сооружение скважин на эти виды полезного ископаемого.

Буровая скважина – это инженерное сооружение, представляющее собой искусственную выработку (полость), создаваемую тем или иным буровым способом, конечный линейный размер которой (длина ствола скважины) существенно превосходит поперечный размер (условно называемый диаметром скважины).

Буровой способ сооружения выработок характеризуется отсутствием человека на дне (забое) выработки. Буровые способы изготовления выработок, обычно называемых отверстиями, линейные размеры которых соизмеримы с поперечными либо их отличие не столь существенно, и применяемые, как правило, при обработке металлов, сплавов, камней, древесных материалов, пластмасс, композитов, а также в медицине, дендрологии, в процессе проведения монтажных и ряда других работ, либо на-

зываются бурением, либо имеют собственные наименования, например: сверление, долбление, протягивание, пробивание, прожигание и т. д. Получаемые при этом буровые отверстия к буровым скважинам не относят даже в тех случаях, когда название используемого инструмента (машины) является однокоренным словом по отношению к слову ***бурение*** (стоматологические бормашины и боры, плотницкий бурав, дендрологический возрастной бурав, шлямбур, ледобур рыболова). Кроме того, разработаны буровые способы проходки траншей и некоторых подземных горных выработок, также не являющихся буровыми скважинами.

Следует остановиться на термине ***длина ствола скважины***. Авторы сочли необходимым использовать, и этот термин, несмотря на то, что расстояние между устьем скважины и забоем, измеряемое вдоль ее оси, в бурении часто принято называть ***глубиной скважины***. Это объясняется тем, что под глубиной, как правило, понимают расстояние, измеряемое вдоль вертикали (например, глубина погружения забоя скважины под уровень жидкости, глубина залегания пласта полезного ископаемого и так далее), а под длиной – расстояние вдоль оси (например, длина колонны обсадных труб, длина бурильной колонны и т. д.). Лишь для нисходящей вертикальной прямолинейной скважины понятие ***глубина*** и понятие ***длина ствола*** совпадают. Разграничение этих понятий, на наш взгляд, во многих случаях необходимо и использовано в книге. Лишь для краткости изложения термин ***глубина скважины*** сохранен в описании технических характеристик буровых установок и некоторых других случаях, где означает конечную длину ствола прямолинейной скважины.

В определении буровой скважины нами исключен термин ***цилиндрическая выработка***, приводимый практически во всех учебниках, справочниках, стандартах и т. д. Это связано с неверным произвольным применением строгих математических понятий ***цилиндр, цилиндрическая поверхность*** ко всем буровым скважинам. Большинство буровых скважин (если не все) в той или иной степени искривлены, т. е. не являются прямолинейными. Называть боковую поверхность таких скважин цилиндрической ошибочно. Цилиндрическую поверхность образует прямая (образующая), перемещающаяся параллельно неподвижной прямой и пересекающая в любом своем положении некоторую линию (направляющую). ***Идеализированная буровая скважина***, как несуществующая модель реальной скважины – идеально прямолинейная, круглого поперечного сечения, – имеет форму кругового цилиндра либо нескольких круговых цилиндров, имеющих разные диаметры и совмещенных основаниями.

Следует отметить, что буровая скважина некруглого поперечного сечения (что может наблюдаться в скважинах, имеющих, например, желоба, каверны и так далее) имеет диаметр лишь условно – как некоторое среднее значение, часто переменное по длине ствола даже при использовании породоразрушающих инструментов с одним и тем же внешним размером.

Основные элементы и характеристики буровых скважин приведены на рис. 1.1 и 1.2.

Устье буровой скважины – место пересечения забуриваемой скважиной земной поверхности, дна акватории, поверхности горной выработки (при бурении в подземных условиях) и т. д. Другими словами, устье буровой скважины представляет собой место встречи скважины при ее забуривании с тем массивом, в котором сооружается буровая скважина.

Забой буровой скважины – дно буровой скважины, перемещающееся в разбуриваемом массиве при углубке скважины. Бурение может осуществляться как с полным разрушением пород по всему сечению скважины, так и с частичным разрушением, т. е. оставлением неразрушенного целика, называемого ***керном***. В первом случае забой скважины называют ***сплошным,*** бурение - ***бескерновым***, во втором – забой скважины называют ***кольцевым*** (название условное), бурение – ***колонковым бурением***, или ***бурением с отбором керна***.

Стенки буровой скважины – боковая поверхность буровой скважины. В неустойчивых массивах стенки скважины могут закрепляться обсадными трубами, собранными в колонны (обсадные колонны).

Ствол буровой скважины – пространство в разбуриваемом массиве, ограниченное забоем, устьем и стенками буровой скважины.

Ось буровой скважины – геометрическое место точек центра забоя, перемещающегося в процессе углубки скважины, или, другими словами, воображаемая линия, соединяющая центры поперечных сечений ствола буровой скважины.

Трассой буровой скважины называется положение оси скважины в пространстве разбуриваемого массива.

Траекторией буровой скважины называется линия, описываемая в разбуриваемом массиве центром забоя, перемещающегося в процессе углубки скважины. Понятия ***ось буровой скважины, трасса буровой скважины*** и ***траектория буровой скважины*** в смысловом значении во многом совпадают и часто могут употребляться как синонимы.

Длина ствола буровой скважины – расстояние между устьем и забоем, измеряемое вдоль оси скважины.

Глубина буровой скважины – проекция оси нисходящей скважины на вертикаль. Для нисходящей вертикальной прямолинейной скважины понятия ***глубина буровой скважины*** и ***длина ствола буровой скважины совпадают***.

Диаметр ствола буровой скважины – величина, характеризующая поперечный размер ствола скважины.

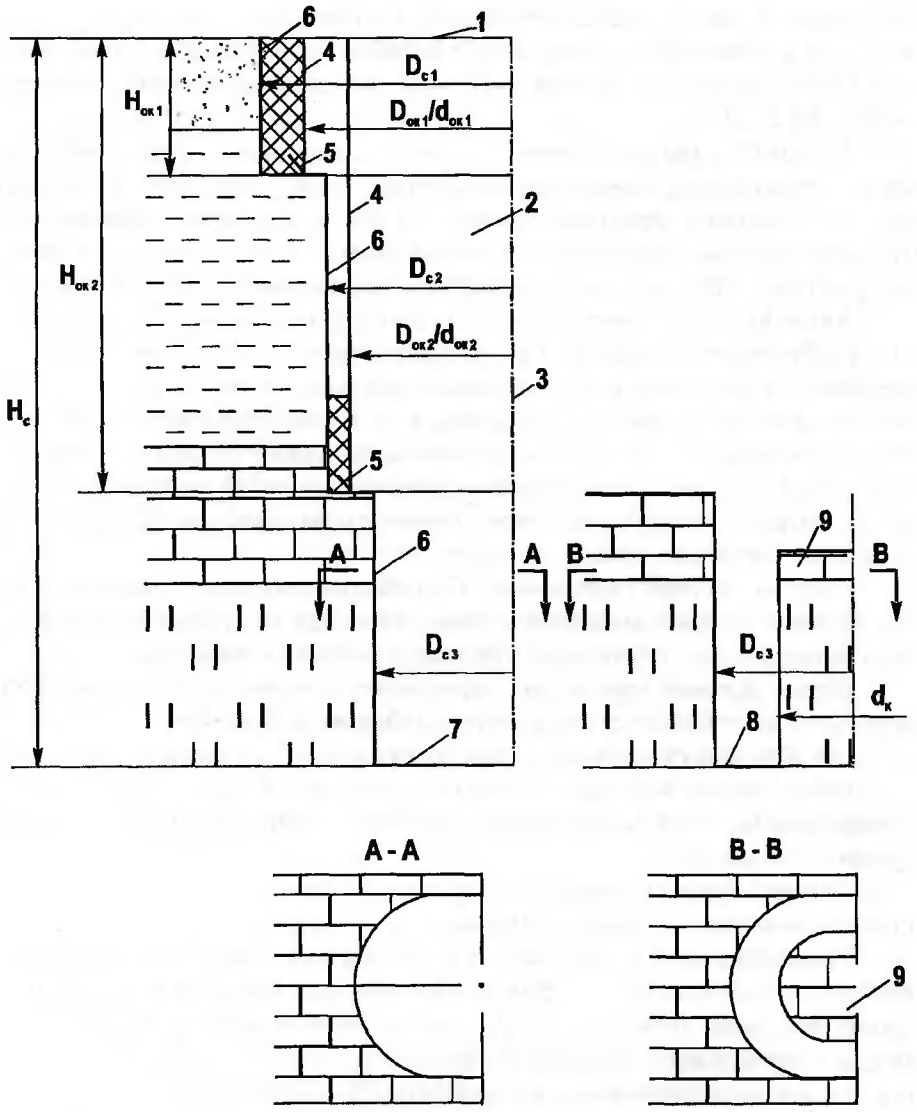


Рис. 1.1. Основные элементы и характеристики буровых скважин:

1 – устье; *2* – ствол скважины; *3* – ось скважины; *4* – колонны обсадных труб (обсадные колонны); *5* – башмаки обсадных колонн; *6* – стенки скважины; *7* – сплошной забой; *8* – кольцевой забой; *9* – керн; D_{c1}, D_{c2}, D_{c3} – диаметры ствола скважины (D_{c1} – начальный диаметр ствола скважины, D_{c3} - конечный); $D_{ок1}$ и $D_{ок2}$ внешние диаметры обсадных колонн; $d_{ок1}$, $d_{ок2}$ – внутренние диаметры обсадных колонн; $H_{ок1}$, $H_{ок2}$ – длины обсадных колонн; H_c – длина ствола скважины; $d_к$ – диаметр керна

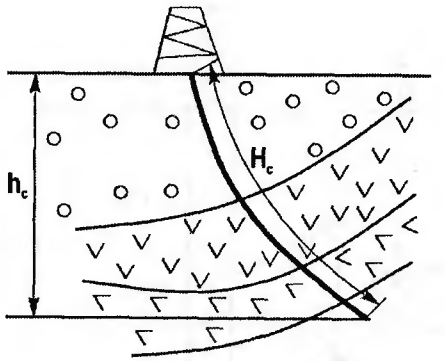


Рис. 1.2. Линейные характеристики буровых скважин:

H_c – длина ствола скважины; h_c – глубина скважины

Для скважин круглого поперечного сечения это диаметр круга. Скважины некруглого поперечного сечения имеют диаметр лишь условно – как некоторое среднее значение.

Керн – колонка неразрушенного массива, образуемого при бурении кольцевым забоем (колонковое бурение, или бурение с отбором керна).

Под ***конструкцией буровой скважины*** понимают ее характеристику, определяющую изменение линейных и поперечных размеров ствола скважины и обсадных колонн по длине ствола скважины. Геометрически конструкция буровой скважины представляет собой разрез вдоль ее оси, причем скважину в разрезе изображают прямолинейной и без соблюдения масштаба. На проектной конструкции скважины указывают проектные диаметры ствола скважины, принимая их равными диаметрам породоразрушающих инструментов, проектные диаметры и длины обсадных колонн, проектные интервалы цементирования обсадных колонн и некоторые другие проектные характеристики. На фактической конструкции буровой скважины указывают ее фактические характеристики.

По направлению прямолинейные буровые скважины можно разделить на нисходящие – вертикальные и наклонные, восстающие (восходящие) – наклонные и вертикальные, а также горизонтальные. В процессе бурения скважины могут отклоняться от первоначально заданного прямолинейного направления, как естественным образом, так и принудительно (рис. 1.3).

Направленным называется бурение с учетом естественного или с применением искусственного искривления.

Искривлением буровой скважины называется ее отклонение от первоначального прямолинейного направления. В большей или меньшей степени траектории всех скважин искривлены.

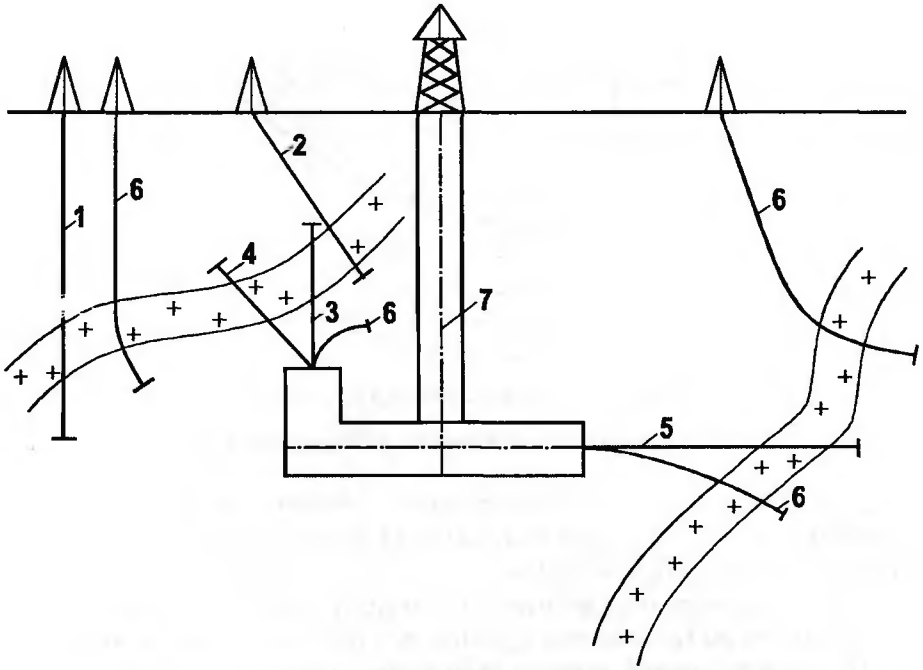


Рис. 1.3. Положение буровых скважин в пространстве разбуриваемого массива

1, 2 – вертикальная и наклонная нисходящие скважины; *3, 4* – вертикальная и наклонная восстающие скважины; *5* – горизонтальная скважина; *6* – искривленные скважины; *7* – вертикальная нисходящая скважнна – шахтный ствол

Скважины с несущественной степенью искривления считают (условно) прямолинейными. Искривление может быть плоским (когда пространственным искривлением из-за малости можно пренебречь) и определяться величиной ***кривизны скважины*** (***интенсивностью искривления***), так и пространственным и оцениваться величиной ***кручения***.

Пространственно-искривленные траектории буровых скважин (а при необходимости и частные случаи – плоскоискривленные и прямолинейные траектории) изображаются в виде проекций на вертикальную и горизонтальную плоскости (рис. 1.4). Первую из них называют ***профилем*** скважины, а вторую – ***планом*** скважины.

Вертикалью называется линия, совпадающая с линией действия силы тяжести в данной точке. Направление действия силы тяжести определяется векторной суммой ньютоновской силы тяготения и силы тяготения, вызываемой вращением Земли, и указывается положением нити отвеса.

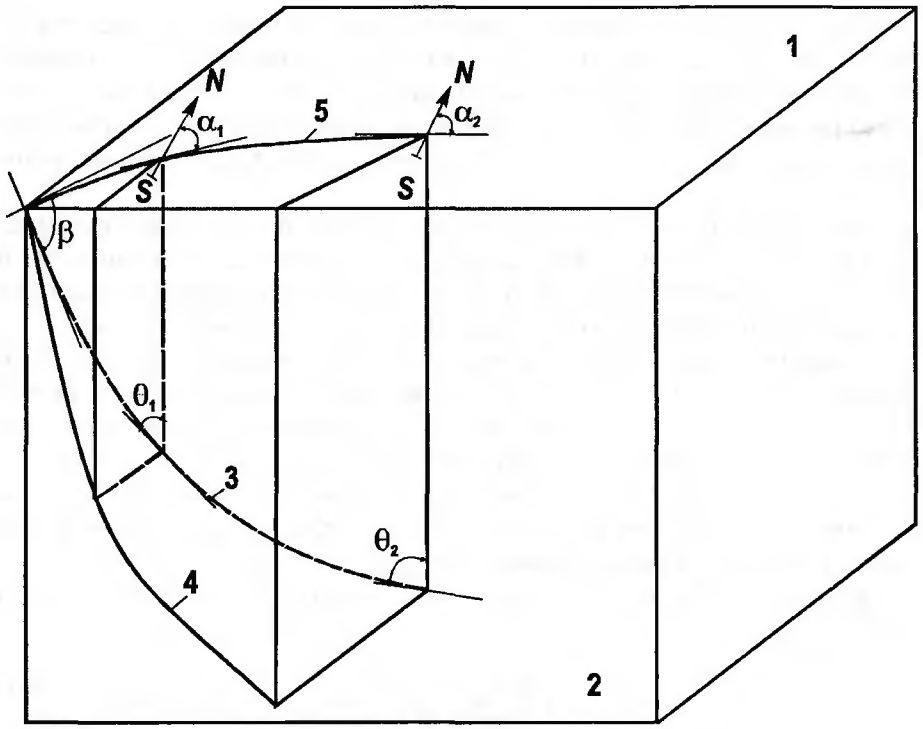


Рис. 1.4. Пространственное положение траектории буровой скважины

1 – горизонтальная плоскость; 2 – вертикальная плоскость; 3 – траектория искривленной буровой скважины; 4 – профиль искривленной скважины; 5 – план искривленной скважины.

Горизонталью называется линия, перпендикулярная вертикали (т. е. нити отвеса) в данной точке.

Углом наклона скважины β называется угол, лежащий между горизонталью и осью скважины в точке ее заложения.

$\beta = 90°$ - для вертикальных нисходящих скважин;

$0° < \beta < 90°$ - для наклонных нисходящих скважин;

$\beta = -90°$ - для вертикальных восстающих скважин;

$0° < |\beta| < 90°, \beta < 0°$ – для наклонных восстающих скважин;

$\beta = 0°$ – для горизонтальных скважин.

Положение любой точки траектории скважины в пространстве разбуриваемого массива фиксируется, как правило, тремя величинами: текущим значением длины ствола буровой скважины H ($0 \le H \le H_c$, H_c – конечная длина ствола скважины) и значениями двух угловых величин: зенитным углом θ ($0° \le \theta \le 90°$) и азимутальным углом α ($0° \le \alpha \le 360°$).

Следует отметить, что данный способ фиксации положения точек траектории скважины в пространстве не является единственным (например, возможна фиксация радиус-вектором, проведенным из точки заложения скважины к данной точке траектории), но наиболее приемлем практически (разработаны и используются технические средства измерений, методы расчета).

Зенитным углом **θ** называется угол, лежащий в вертикальной плоскости между касательной, проведенной к оси скважины в данной точке и вертикалью. Зенитный угол лежит в вертикальной плоскости искривления (апсидальной плоскости), проходящей через данную точку траектории.

Азимутальным углом **α** называется угол, лежащий в горизонтальной плоскости и отсчитываемый по ходу движения часовой стрелки от выбранного направления (обычно – на север) до касательной, проведенной к горизонтальной проекции оси скважины в данной точке.

Для оценки степени искривления плоскоискривленной скважины применяют понятия дифференциальной геометрии – ***кривизна плоской кривой k*** (рис. 1.5) и ***радиус кривизны r.***

Кривизна k характеризуется степень отклонения кривой линии от прямой формы.

$$k = \lim_{H \to 0} \frac{\Delta}{|H|} = \frac{d\Delta}{|dH|}, \qquad (1.1)$$

где k – кривизна, м$^{-1}$;

Δ - угол смежности, лежащий между касательными, проведенными к кривой линии в двух рядом расположенных точках, рад;

H – длина кривой линии, м.

Кривизна плоской кривой как математическое понятие имеет знак, зависящий от знака угла смежности.

$$r = \frac{1}{|k|}, \qquad (1.2)$$

где r – радиус кривизны, м.

Применительно к плоскоискривленным скважинам и их интервалам кривизна кривой и радиус кривизны принимают модифицированный вид средних положительных значений на конечных интервалах искривления скважины.

$$K = \frac{\delta}{\Delta H}, \qquad (1.3)$$

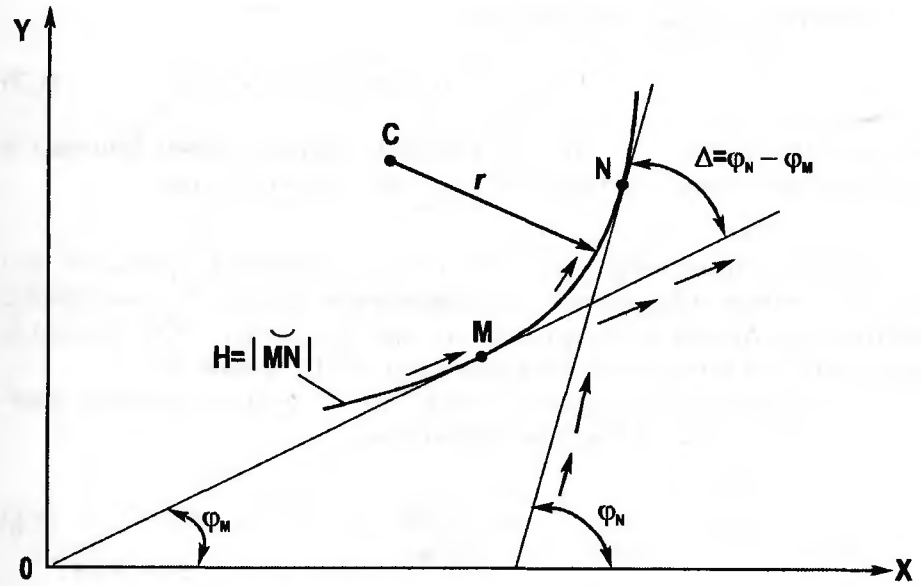


Рис. 1.5. Кривизна плоской кривой

Δ – угол смежности; r – радиус кривизны; H – длина дуги кривой (длина дуги круга кривизны); C – центр кривизны; φ_M, φ_N – углы, измеряемые против хода часовой стрелки между положительным направлением оси X и положительными направлениями касательных в точках N и M

$$R = \frac{1}{K}, \qquad (1.4)$$

где K – средняя кривизна скважины, $K > 0$, м$^{-1}$;

ΔH – длина интервала, $\Delta H > 0$, м;

R – радиус кривизны скважины, м.

δ - общий угол искривления, $\delta > 0$, рад.

Для прямолинейного интервала скважины $K = 0$.

Так как 2π рад = 360°, то 1 рад = $360° / 2\pi = 180° / \pi \approx 57{,}3°$.

Общий угол искривления, предложенный Г. Вудсом и А. Лубинским, является прототипом положительного угла смежности. Его значение рассчитывается либо по одному из точных выражений

$$\delta = arccos\left(\cos\theta_1 \cdot \cos\theta_2 + \sin\theta_1 \cdot \sin\theta_2 \cdot \cos\Delta\alpha\right), \qquad (1.5)$$

$$\delta = 2\,arcsin\left(\sqrt{\sin^2\frac{\Delta\theta}{2} + \sin\theta_1\,\sin\theta_2\,\sin^2\frac{\Delta\alpha}{2}}\right), \qquad (1.6)$$

либо по приближенной формуле

$$\delta = \sqrt{\theta_1^2 + \theta^2 - 2\theta_1\theta_2 \cos\Delta\alpha}, \qquad (1.7)$$

где $\Delta\theta = \theta_2 - \theta_1$, $\Delta\alpha = \alpha_2 - \alpha_1$ – приращения соответственно зенитных и азимутальных углов на интервале искривления скважины, рад.

Положительное направление касательных (показано стрелками) указывает в сторону положительного направления кривой. Положительное направление кривой в декартовой системе координат YOX (показано стрелками) соответствует возрастанию координаты кривой X.

С понятием средней кривизны скважины по смыслу совпадает понятие ***интенсивность искривления скважины***.

$$J = \frac{180^\circ}{\pi} K, \qquad (1.8)$$

где J – интенсивность искривления скважины, $J > 0$, градус/м.

При малых значениях приращения азимутального угла на интервале искривления и при отсутствии азимутального искривления скважины ($\Delta\alpha = 0$) формулы (1.7), (1.3) и (1.8) примут следующий вид

$$\delta = \Delta\theta \qquad (1.9)$$

$$K_\theta = \frac{\Delta\theta}{\Delta H}, \qquad (1.10)$$

$$J_\theta = \frac{180^\circ}{\pi} K_\theta, \qquad (1.11)$$

где K_θ и J_θ - средняя кривизна и интенсивность зенитного искривления скважины соответственно.

Пространственное искривление интервала скважины можно охарактеризовать при помощи понятий дифференциальной геометрии – ***кривизна пространственной кривой*** (в бурении не используется) и ***кручение пространственной кривой t*** (рис. 1.6).

Кручение t показывает степень отклонения пространственной кривой от плоской формы,

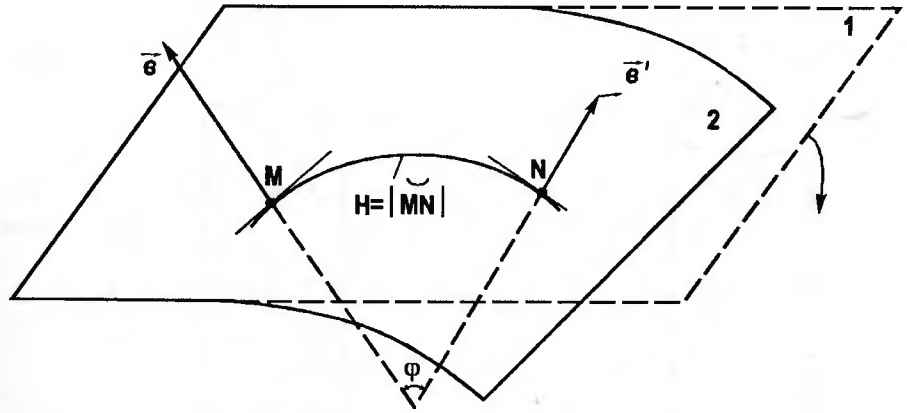


Рис. 1.6. Кручение пространственной кривой:

$\vec{b}$ - бинормаль, проведенная в точке M, принадлежащей плоскости 1; $\vec{b}^1$ - бинормаль, проведенная в точке N, принадлежащей плоскости 2; φ – угол между бинормалями

$$t = \lim_{H\to 0} \frac{\varphi}{|H|} = \frac{d\varphi}{|dH|} \qquad (1.12)$$

где t – кручение, $м^{-1}$;
φ - угол между бинормалями, рад;
H – длина кривой, м.

Знак кручения определяется знаком угла φ. Угол φ считается положительным, если пара бинормалей $\vec{b}, \vec{b}^1$ – правая, и отрицательным, когда эта пара – левая.

Прямая линия имеет неопределенное кручение, кручение всякой плоской кривой, равно нулю, кривой постоянного кручения является винтовая линия (рис. 1.7). Применительно к пространственно-искривленным интервалам скважины В.П. Зиненко предложил использовать модифицированную величину положительного среднего кручения. Методика установления наличия среднего кручения заключается в следующем. Вначале по значениям зенитных и азимутальных углов в трех последовательных точках траектории скважины (1, 2, 3) рассчитываются вспомогательные значения ψ_a и ψ_b:

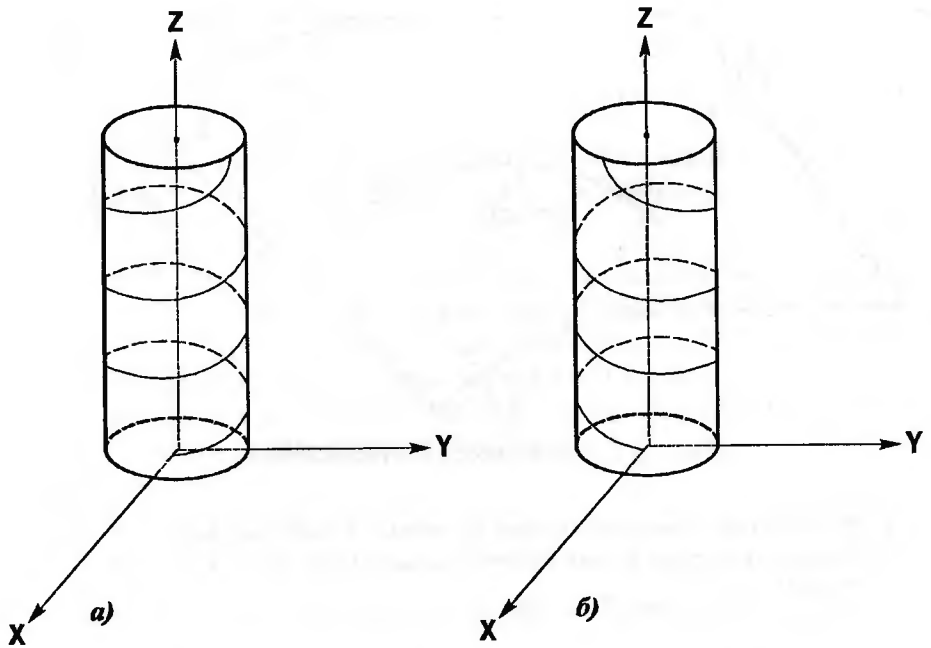


Рис. 1.7. Кривая постоянного кручения - винтовая линия

а) правая винтовая линия, $\varphi > 0$, $t > 0$; б) левая винтовая линия, $\varphi < 0$, $t < 0$.

$$\psi_a = arctg\left[\frac{1}{\sin\Delta\alpha_{2,1}}\left(\cos\Delta\alpha_{2,1} - \frac{tg\theta_1}{tg\theta_2}\right)\right] \qquad (1.13)$$

$$\psi_b = arctg\left[\frac{1}{\sin\Delta\alpha_{3,1}}\left(\cos\Delta\alpha_{3,1} - \frac{tg\theta_1}{tg\theta_3}\right)\right] \qquad (1.14)$$

где $\Delta\alpha_{2,1} = \alpha_2 - \alpha_1$ – приращение азимутального угла на интервале от средней (2) до начальной (1) точки, рад;

$\Delta\alpha_{3,1} = \alpha_3 - \alpha_1$ – приращение азимутального угла на интервале от конечной (3) до начальной (1) точки, рад.

Если $\psi_a \neq \psi_b$ (с выбранной степенью точности сравнения), то среднее кручение на интервале скважины от начальной до конечной точки имеется, искривление носит пространственный характер.

Если $\psi_a = \psi_b$, то среднее кручение на интервале отсутствует, искривление скважины носит плоский характер и может быть охарактеризовано величиной средней кривизны траектории.

При наличии среднего кручения можно рассчитать его величину T и радиус кручения $R_{кр}$ в (м):

$$T = \left|\frac{\delta_a - \delta_b}{\Delta H}\right|, \qquad (1.15)$$

где T – среднее кручение скважины на интервале, представляемом в виде участка винтовой линии (см. рис. 1.7), $м^{-1}$;

ΔH – длина интервала, м;

δ_a, δ_b – вспомогательные углы, рад,

$$\delta_a = arctg\left(tg\theta_1 \cos\psi_a\right) \qquad (1.16)$$

$$\delta_b = arctg\left(tg\theta_1 \cos\psi_b\right) \qquad (1.17)$$

$$R_{кр} = \frac{1}{T} \qquad (1.18)$$

Принципиальная разница между правой и левой винтовыми линиями (рис. 1.7) проявляется при воображаемом сообщении линиям винтового движения.

Винтовое движение называется ***правовинтовым*** (линия – ***правой винтовой***), если направления вектора угловой скорости вращения и вектора скорости поступательного движения совпадают, и ***левовинтовым*** (линия – ***левой винтовой***), если не совпадают (противоположно направлены). Вектор угловой скорости направлен в ту сторону, откуда винтовое движение выглядит происходящим против хода часовой стелки.

ГЛАВА 2

Назначение буровых скважин

Цель проведения буровых работ определяет собой целевое назначение буровых скважин как инженерных сооружений.

Буровые работы преследуют достижение (раздельное или одновременное), как минимум, двух основных целей:

- получение информации о разбуриваемой толще. Информация может быть представлена в виде конкретного образца (керн, шлам, проба газа и т. д.), либо в виде некоторых измеряемых характеристик (измеренные в скважине физические свойства массива, расстояние до уровня воды в скважине и т. д.). Буровые скважины, сооружаемые с этой целью, называют ***разведочными;***

- эксплуатация ствола скважины как канала, отверстия, линии коммуникации либо эксплуатация скважины в иных целях. Буровые скважины, сооружаемые с этими целями, называют ***эксплуатационными***. Среди эксплуатационных скважин выделяют скважины, предназначенные для извлечения из недр (т. е. скважинной добычи) полезных ископаемых: флюидов – воды, рассолов, нефти, горючего газа и др.; строительных материалов, например, песка, гравия. Такие эксплуатационные скважины называют ***добычными***. Кроме того, эксплуатационные буровые скважины используют для нужд иных, условно называемых техническими. Буровые эксплуатационные скважины в этом случае также условно именуют ***техническими***.

В категорию эксплуатационных скважин также входят оценочные, нагнетательные и наблюдательные.

Опорные скважины бурят в пределах площадей, геологическое строение которых не освещено данными бурения, для геологической съемки, поисков, регионального изучения глубинного геологического строения, изучения рудоносности или нефтегазоносности глубоких горизонтов, для выбора наиболее перспективных направлений ведения геологоразведочных работ.

Параметрические скважины бурят для измерения параметров геофизических свойств горных пород и температуры недр в условиях естественного залегания, изучения и выявления перспективных районов для детальных геолого-поисковых работ.

Структурные скважины бурят с целью изучения геологических структур и элементов залегания (мощности, углов падения и простирания) пластов пород, для контроля и уточнения данных геологической и геофизической съемок.

Поисковые скважины бурят с целью установления наличия в данном районе того или иного полезного ископаемого.

Разведочные скважины бурят для оконтуривания и определения запасов полезного ископаемого, установления горно-технических условий и выбора метода эксплуатации месторождения полезного ископаемого.

Картировочные скважины бурят при проведении геологической съемки с целью обнажения коренных пород, по которым ведется геологическое картирование, в районах, где эти породы скрыты слоем наносов.

Сейсмические скважины бурят при сейсмической разведке при проведении подземных взрывов, в результате которых с помощью сейсмографов определяют глубину и углы падения пластов.

Гидрогеологические скважины бурят с целью изучения подземных вод, условий их залегания, возможного дебита и химического состава.

Инженерно-геологические скважины бурят для вскрытия верхних горизонтов земной коры с целью составления геологического разреза, испытаний физико-механических грунтов в скважине и отбора образцов грунтов с ненарушенной структурой для определения их свойств в лабораторных условиях для нужд промышленного и гражданского строительства.

Наблюдательные скважины служат для систематического контроля за изменением уровня воды в скважине или за изменением давления жидкости или газа в процессе эксплуатации нефтегазоносного пласта.

Научно-исследовательские скважины бурят с целью получения научной информации о разбуриваемом массиве. Такие скважины бурились во льдах Арктики и Антарктиды, на Луне, в стенах египетских пирамид. С целью научных исследований недр Земли бурилась Кольская сверхглубокая скважина.

Водозаборные скважины (в том числе буровые колодцы) служат для водоснабжения городов, промышленных предприятий, курортов, предприятий сельского хозяйства, поселков, деревень, частных домов. В настоящее время все чаще и чаще в качестве синонима термина ***водозаборная скважина*** (а иногда и ***гидрогеологическая скважина***) применяют термин ***артезианская скважина***, хотя изначально под артезианскими понимали исключительно скважины с напорными самоизливающимися водами. Артезианские скважины получили свое название от провинции

86450

СПГГИ (ТУ)
ГЛАВНАЯ

Артуа (Франция), где в 1126 г. впервые в Европе была пробурена скважина на самоизливающуюся воду.

Нефтяные и ***газовые*** скважины бурят с целью добычи нефти и газа.

Геотехнологические скважины служат для добычи твердых полезных ископаемых, жидких руд и тепла Земли. В настоящее время геотехнологические скважины применяют для подземного растворения солей (ПРС), подземной выплавки серы (ПВС), подземной газификации угля (ПГУ), подземной разработки месторождений каустобиолитов (ПРМК) – подземной газификации и перегонки горючих сланцев, термических методов добычи нефти, подземного гидрирования угля и т. д., подземного сжигания серы (ПСС), скважинной гидродобычи полезных ископаемых (СГД), подземного выщелачивания руд (ПВ), добычи и использования тепла Земли (ДИТ) и добычи жидкой руды (ДЖР).

Скважины для выбуривания руды бурят из горных выработок (вместо проведения буровзрывных работ), как правило, параллельно-смежными рядами по пласту полезного ископаемого.

Взрывные скважины (в том числе шпуры) предназначены для размещения в них зарядов взрывчатого вещества с целью отделения полезного ископаемого или вмещающей породы от массива при производстве взрыва на открытых или подземных горных выработках.

Скважины для замораживания грунтов бурят по кольцу вокруг ствола будущей шахты для замораживания водоносных пород перед проходкой шахтного ствола и устранения тем самым затопления водой шахты во время ее сооружения и при возведении водоупорного крепления. Замораживание водоносных пород осуществляется путем спуска труб в пробуренные скважины и организации циркуляции по этим трубам холодильных растворов.

Скважины для укрепления грунтов применяются при строительстве зданий и сооружений путем нагнетания в трещиноватые и пористые породы цементного раствора, различных смол, жидкого стекла и других крепящих веществ.

Водопонизительные, или дренажные, скважины предназначены для осушения карьеров, месторождений полезных ископаемых, участков, используемых для строительства, пахотных угодьев путем снижения уровня подземных вод.

Водоспускные скважины служат для спуска воды из одного подземного горизонта в другой при осушении горных выработок, а иногда и целых водоносных пластов.

Шурфы (стволы шурфов), сооружаемые буровым способом (шурф-скважины), представляют собой буровые скважины, как правило, диаметром 1 –1,5 м и длиной ствола до нескольких десятков (сотен) метров. Разведочные шурфы служат для изучения условий залегания и литологического сложения пород под основанием запроектированного сооружения, степени их сохранности и устойчивости, для отбора проб (монолитов) пород в состоянии естественной влажности и ненарушенной структуры. Опытные шурфы используют для проведения в них экспериментов по оценке несущей способности горных пород, эксплуатационные – для вентиляции шахт, водоотлива, транспортирования материалов, спуска и подъема людей.

Шахтные стволы, сооружаемые буровым способом, представляют собой скважины, диаметры, как правило, не превышают 10 м и длина до 1000 м, и предназначены для вскрытия месторождений и обслуживания подземных работ. Различают главные и вспомогательные шахтные стволы. Главный шахтный ствол предназначен для подъема на поверхность полезного ископаемого (угля, руды), вспомогательный – для транспортирования людей, пустых пород, оборудования, материалов. Вспомогательный ствол может быть также вентиляционным – для подачи в шахту свежего воздуха (так называемый воздухоподающий ствол) или удаления отработанного.

Проколы массива буровые – горизонтальные (условно) буровые скважины, сооружаемые при строительных работах под железнодорожными и шоссейными насыпями, для прокладки линий коммуникаций, магистральных трубопроводов под зданиями, реками, дорогами. Длина ствола таких буровых скважин может достигать нескольких сотен метров, а диаметр обычно составляют от 50 мм до 1 м и более.

Нагнетательные скважины служат для нагнетания воды, воздуха или нефтяного газа в оконтуриваемую зону нефтяной залежи с целью оказать давление на нефть и улучшить приток нефти в этой залежи к эксплуатационной добычной скважине.

Внутрипластовые скважины бурят из подземных выработок по пластам полезного ископаемого с целью их дегазации и обеспылевания угля при его выемке путем нагнетания воды через внутрипластовые скважины в угольный пласт для его увлажнения.

Вспомогательные скважины бурят для вентиляции выработок, для прокладки трубопроводов с целью подачи сжатого воздуха от компрессора, находящегося на земной поверхности, к пневмомашинам в горных выработках, для спуска лесоматериалов, применяемых для крепления, для тушения подземных пожаров и горящих в скважинах горючих газов. К вспомогательным скважинам можно отнести скважины, являющиеся научно-исследовательскими объектами, предназначенными для испытаний новых видов буровых инструментов и машин, а также учебными объектами, служащими для подготовки, как специалистов-буровиков, так и спе-

циалистов смежных специальностей, которым необходимы общие представления о буровом деле. В городском хозяйстве и лесовосстановительной практике все большее распространение получает бурение вспомогательных скважин, служащих лунками для посадки деревьев и кустарников. Кроме того, в отечественной и мировой практике имеется определенный опыт использования вспомогательных скважин в целях спасения людей при природных и промышленных катастрофах, авариях, несчастных случаях.

Строительные скважины бурят с целью устройства свайных фундаментов и стен в грунте, для установки столбов ограждений, опор линий электропередач, фонарных столбов, для организации заземлений и молниезащиты, при прокладке коммуникации сквозь стены зданий и сооружений при бурении в теле плотин и т. д.

Целевые назначения буровых скважин, а, следовательно, и цели ведения буровых работ могут во время производства буровых работ как объединяться, так и изменяться. Так, например, опорная скважина может объединять целевые назначения поисковой, структурной и параметрической скважин. Поисковая или разведочная скважина на воду, нефть или газ может стать эксплуатационной добычной скважиной и так далее.

ГЛАВА 3

Горные породы и их характеристики

3.1. Понятие "горная порода"

Бурение скважин осуществляется не только в естественных геологических объектах, но и в объектах искусственной природы. Объект воздействия, как правило, именуют горной породой. Это вызывает необходимость толкования понятия "горная порода", применяемого в буровом деле, так как оно может существенным образом отличаться от классического научного определения термина ***горная порода***, используемого в геологических дисциплинах – петрографии, петрологии, литологии.

Горной породой, или, для краткости, просто ***породой***, в геологии называют выдержанную ассоциацию минеральных агрегатов определенного состава и строения, сформированных в близких геологических условиях в земной коре или у ее поверхности. Кроме того, применяют понятия "горная порода Луны", других планет. Горные породы представляют собой закономерные ассоциации минералов, а не случайные скопления. Поэтому многие естественные моно- и полиминеральные агрегаты (скопления кристаллов, руды многих металлов и др.) в геологии не принято относить к горным породам, так как они не имеют в сравнении с породами выдержанного закономерного состава и строения и не занимают значительных участков земной коры.

Понятие ***горная порода*** в геологии неразрывно связано с понятием ***минерал.***

В настоящее время ***минералами*** называют однородные по составу и строению кристаллические вещества, образовавшиеся в результате природных физико-химических процессов и являющиеся составными частями горных пород и руд. Некоторые минералы являются продуктами жизнедеятельности различных организмов, входят в состав тканей животных и растений, рассеяны в гидросфере и атмосфере.

К минералам условно относят не только явно кристаллические, но и некоторые скрытокристаллические и аморфные природные вещества (халцедон, агат, опал и др.). Они также являются продуктами природных

процессов и составными частями горных пород, руд, организмов. К минералам относят также природные образования других космических тел – планет, астероидов и метеоритов. В настоящее время установлено свыше 3000 минеральных видов и почти столько же разновидностей. Широко распространенных минералов насчитывается около 450 видов, остальные встречаются редко.

Синтетические аналоги минералов называют ***искусственными минералами***. Минералы, образование которых стимулировано производственной деятельностью человека (на стенках горных выработок, в рудных отвалах, в обсадных трубах буровых скважин и так далее), относят к ***техногенным***.

Следует отметить, что природные флюиды (например, вода, горючие газы, воздух, нефть) представляют собой не минералы, а среду образования или изменения минералов. Хотя встречается и иная (на сегодня устаревшая) точка зрения.

Соответственно к горным породам природные жидкости и газы в геологии также не относятся.

Горные породы (горные породы в геологическом смысле) могут быть мономинеральными (мрамор) и полиминеральными (гранит). По своему происхождению геологические горные породы условно подразделяют следующим образом: 1) *магматические* (изверженные), - связанные с процессами магматической (эндогенной, зависящей от внутренней тепловой энергии Земли) деятельности, среди них различают интрузивные (глубинные) и эффузивные (излившиеся) породы, а также слагающие трещины жильные породы; 2) *осадочные*, - связанные с процессами накопления и разрушения ранее возникших пород и 3) *метаморфические*, - образующиеся в результате преобразования магматических и осадочных пород. Распространение этих пород неодинаково. Литосфера Земли примерно на 95% сложены магматическими и метаморфическими породами и только 5% составляют осадочные породы. В то же время, осадочные породы покрывают 75% земной поверхности и только 25% ее занято магматическими и метаморфическими породами. В настоящее время принципы классификации (т. е. деление пород на типы, классы, группы, ряды и семейства) разработаны только для силикатных магматических горных пород, не подвергшихся вторичным изменениям, причем эта классификация не включает породы, имеющие признаки возникновения из расплавов экзогенного происхождения – импактиты, горелики, фульгуриты, псевдотрахилиты. Таким образом, понятие "вид горной породы" еще не разработано, и его можно применять очень условно. Условных "видов горных пород" сегодня выделяют от 1000 до нескольких тысяч, а с разновидностями – около 10000.

Буровые скважины приходится сооружать не только в геологических горных породах, но и в так называемых ***техногенных горных породах***, т. е. в геологических породах, подвергшихся изменению человеком (искусственных насыпях дорог, дамбах, плотинах, насыпных островах, косах, залежах строительного мусора, терриконах, отвалах, оставшихся после разработки месторождений полезных ископаемых, хвостах обогатительных фабрик и так далее) и в искусственных материалах, созданных в процессе производственной деятельности человека (строительных материалах и изделиях – в бетонах, цементных камнях, кирпичных кладках, каменном литье и др.). Искусственные материалы по химическому и минеральному составу и структуре очень близки к различным геологическим горным породам и могут рассматриваться в качестве объектов особой научной дисциплины – петрографии технических каменных материалов, или технической петрографии. Так, природным горным породам соответствуют следующие искусственные материалы:

- магматическим горным породам и слагающим их ассоциациям минералов – металлургические шлаки, плавленный глиноземистый цемент, различные стекла, каменное литье и др.;
- метаморфическим горным породам – огнеупорные динас и шамот, цементный клинкер, фарфор и пр.;
- осадочным породам – бетоны, цементные камни, силикатный кирпич и т. д.

Кроме того, разбуриванию подвергаются естественные природные образования либо совсем не являющиеся геологическими горными породами, либо представляющие собой комплексы (ассоциации) "горная порода + естественный природный объект, не являющийся геологической горной породой". К таким объектам можно отнести почвы, лед, донные осадки, илы, водо-нефтегазоносные коллекторы (комплексы "геологическая горная порода плюс флюид, либо гидрат, не являющийся породой в геологическом смысле"), мерзлые торфы (торф + лед), мерзлые почвы (почва + лед) и т. д.

Имеется определенный опыт бурения в реголите и лунных горных породах. Проектируется бурение скважин на иных космических телах.

Таким образом, горная порода как геологическое понятие является с позиции бурового дела лишь частным случаем горной породы как ***объекта воздействия буровых работ***.

Итак, в ***буровом деле*** под **горной породой,** или, для краткости, просто ***породой***, следует понимать ***объект воздействия*** любого состава и природы, в котором производится бурение скважин.

Следовательно, понятие "горная порода" в буровом деле является ***обобщенным (комплексным) понятием***.

Следует обозначить некоторые наиболее распространенные термины, подчиненно относящиеся к термину "горная порода в обобщенном понимании" и используемые в буровом деле, а также в различных геологических дисциплинах, строительном и горном деле и других направлениях.

Например, Б.М. Ребрик отмечает двоякий смысл термина ***грунт***, применяемого при бурении инженерно-геологических скважин, при строительстве сооружений и в таких дисциплинах, как "грунтоведение" и "механика грунтов". В узком смысле грунт следует трактовать как ассоциацию минеральных компонентов (геологических горных пород), подземных вод и поровых газов, находящихся в естественных условиях. Это понятие более общее, чем термин "горная порода" в геологическом смысле. Оно развито в инженерной геологии, получило распространение в гидрогеологии, горном деле и геотехнологии – во всех прикладных науках, связанных с оценкой изменений, происходящих в породах и рудах при снятии и увеличении давления, изменении состава, соотношений между внутрипоровой атмосферой и влагой. Различают по прочностным свойствам грунты полускальный, скальный и рыхлый, по проницаемости – сильнопроницаемый, слабопроницаемый и среднепроницаемый грунты. В широком смысле под грунтом понимают не только природное, но и искусственное образование, которое является основанием, средой или материалом при строительных, горных и других видах работ.

В горном деле часто используют понятие ***горная масса***. Горная масса – это образующиеся в процессе разработки полезных ископаемых или при проходке горных выработок скопления разновеликих кусков геологических горных пород и руды, обычно смоченных естественной и технической шахтной водой и находящихся под воздействием атмосферы. Характерно присутствие в горной массе обломков производственных материалов. Состав и кусковатость горной массы могут изменяться на разных стадиях производства.

В геологии россыпных полезных ископаемых ***россыпь*** – это скопление рыхлого или сцементированного обломочного материала, содержащее в виде зерен, их обломков либо агрегатов те или иные ценные россыпеобразующие минералы. ***Пески*** – рыхлые или сцементированные отложения различного состава, а также трещиноватые или выветренные коренные породы, слагающие продуктивный пласт россыпи. Пески служат объектом добычи при разработке россыпных месторождений и последующего извлечения из них полезного компонента. Понятие "пески" аналогично понятию "руда" для коренных месторождений. ***Продуктивный пласт*** – тело полезного ископаемого россыпных месторождений, сложенное песками. Термин "продуктивный пласт" соответствует термину "рудное тело" для коренных месторождений. Понятие "продуктивный пласт" применяется также в геологии нефти и газа, в геотехнологии. ***Торфа***, или ***породы вскрыши*** – отложения, перекрывающие продуктивный пласт россыпи, лишенные полезных минералов или содержащие их в небольшом количестве (ниже бортового содержания). ***Наносы*** – общее название (вне зависимости от условий их происхождения) рыхлых четвертичных отложений на земной поверхности (песок, гравий, глина и прочее), покрывающих коренные породы и часто залегающих в виде сплошного покрова.

К ***полезным ископаемым*** относят минеральные и иные (неминеральные) природные, либо техногенные, образования, которые можно использовать в промышленности полностью (например, граниты для облицовки) или получать из них те или иные элементы, их соединения, минералы, компоненты.

Среди полезных ископаемых выделяют следующие главнейшие группы:

1. *Металлические полезные ископаемые* – руды большинства металлов: железа, меди, цинка и др.;

2. *Неметаллические полезные ископаемые*:

а) руды некоторых металлов (натрий, калий, кальций), их условно относят к неметаллическому сырью, так как используют, в основном, не в виде элементов-металлов, а как различные химические соединения;

б) горно-химическое сырье – руды фосфора, серы, бора, а также соли, природные минеральные пигменты и др.;

в) горно-индустриальное сырье – руды графита, асбеста, слюды, флюорита, корунда, талька, а также высокоглиноземистое и пьезооптическое сырье и др.;

г) керамическое сырье – глины и каолины, полевые шпаты, оббстонитмагнезит, брусит и др.;

д) минеральные строительные материалы – гипс и ангидрит, карбонатные породы, диатомиты, трепелы, опоки, песчаники и кварциты, песок, гравий, изверженные и метаморфические породы (кровельные сланцы, пемза, гранит) и др.;

е) драгоценные и поделочные камни – агат, изумруд, гранаты, нефрит, алмаз и многие др.;

3. *Горючие полезные ископаемые* – каустобиолиты (ископаемые угли, торф, горючие сланцы), нефть и природные горючие газы.

Скопления полезных ископаемых образуют ***месторождение полезных ископаемых***.

К ***рудопроявлениям*** относят также скопления полезных ископаемых, которые недостаточно исследованы, вследствие чего их нельзя еще отне-

сти к месторождениям, или по тем или иным показателям не удовлетворяют требованиям, обусловливающим выгодную разработку.

Руда – минеральное природное или техногенное полезное ископаемое. Ранее под рудами понимали исключительно руды металлов.

Коренная порода – не превращенная в элювий и не перемещенная водными потоками, ветром или другими агентами поверхностной транспортировки.

Рудная порода – имеющая самостоятельное наименование (боксит, магнетит, таконит) геологическая горная порода, в состав которой входят рудные компоненты значительных количеств.

Рудовмещающая порода – находящаяся в непосредственной близости с рудным телом. По отношению к рудному телу представляет собой либо боковую породу, либо породу ложа, либо породу кровли.

Рудоносная (рудосодержащая) порода – любая по составу и происхождению порода, имеющая самостоятельное наименование, независимое от присутствующего рудного компонента (например, кварцит, в том числе золотоносный).

Водо-, нефте- или газоносным горизонтом называется пласт-коллектор, заполненный соответствующим флюидом (гидратом).

3.2. Горные породы в обобщенном понимании: состав, основные представители, условные обозначения и элементы залегания

Среди минералов, входящих в состав как геологических, так и искусственных (технических) горных пород, различают главные, или породообразующие, второстепенные и акцессорные минералы.

Породообразующими, или ***главными***, называют минералы, слагающие основную массу породы. На базе видового состава и содержания породообразующих минералов строятся классификации магматических и метаморфических пород.

Второстепенными называют минералы, присутствующие в горной породе в меньших, чем породообразующие, количествах (могут отсутствовать в породе). Второстепенные минералы имеют значение для характеристики пород и условий их образования.

Акцессорными называют минералы, присутствующие в горной породе в малых количествах в виде редкой, но характерной примеси. Акцессорный минерал не определяет наименование данной породы.

Некоторые минералы, относящиеся к одной из рассмотренных выше групп, могут быть ***рудными***.

Основные виды породообразующих минералов и некоторые их характеристики представлены в табл. 3.1. Основы классификации магматических горных пород приведены в табл. 3.2, а осадочных обломочных пород – в табл. 3.3. Основные представители геологических горных пород рассмотрены в табл. 3.4, а искусственных материалов – в табл. 3.5.

Таблица 3.1

Основные виды породообразующих минералов

Название минерала		Т	Относ. плотн.	Породы, содержащие минерал
1		*2*	*3*	*4*
1. Силикаты				
1.1. Силикаты преимущественно магматического происхождения				
1.1.1. *Светлые породообразующие минералы*				
Калиевые полевые шпаты	Ортоклаз	6	2,56	Граниты, сиениты, порфиры, гнейсы
	Санидин	6	2,56	Риолиты, трахиты, фонолиты
	Микроклин	6	2,56	Граниты, гранитные пегматиты, гнейсы
Плагиоклазы	Альбит	6	2,60	Гнейсы
	Олигоклаз	6	< 2,65	Граниты, гранодиориты, гнейсы, порфиры
	Андезин	6	< 2,68	Диориты, андезиты
	Лабрадор	6	< 2,71	Габбро, базальты
	Битовнит	6	< 2,74	Известково-силикатные породы
	Анортит	6	< 2,76	
Фельдшпатоиды (фоиды)	Лейцит	6	2,47	Лейцитовые сиениты, лейцититы (базальтоиды)
	Нефелин	6	2,62	Нефелиновые сиениты, иефелиновые базальты, фонолиты
	Нозеан	6	2,30	Фонолиты
	Содалит	6	2,29	-//-//-
	Гаюин	6	1,46	Базальтоиды
Светлые слюды	Мусковит	2,5	2,83	Гнейсы, слюдяные сланцы
	Циннвальдит	3	2,97	Грейзены
	Флогопит	2,5	2,83	Известково-силикатные породы, кимберлиты
	Парагонит	2,5	2,89	Слюдяные сланцы
1.1.2. *Темные породообразующие минералы*				
Оливины	Оливин	6,5-7	3,30	Перидотиты, габбро, базальты (серпентиниты)
	Форстерит	6,5-7	3,21	Известково-силикатные породы, форстеритовые камни
	Гортонолит	6,5-7	~3,90	Дуниты
Пироксены	Энстатит	5-6	3,25	Перидотиты, пироксениты, габбро
	Бронзит	5-6	3,35	-//-//-
	Гиперстеи	5-6	3,45	-//-//-
	Диопсид	5,5-6	3,25	Перидотиты, пироксениты, габбро, угольные шлаки
	Диаллаг	5,5-6	~3,40	Габбро
	Авгит	5,5-6	~3,40	Базальты
	Эгирин-авгит	5,5-6	3,46	Нефелиновые сиениты, фоиолиты
	Эгирин	6,5	3,54	-//-//-
	Омфацит	5-6	3,31	Эклогиты
Амфиболы	Роговая обманка	5-6	3,1-3,40	Сиениты, диориты, андезиты
	Рибекит	5,5-6	3,38	Нефелиновые сиениты
	Арфведсонит	5-6	3,42	-//-//-
	Тремолит	5-6	2,98	Мраморы, известково-силикатные породы
	Актинолит	5-6	~3,40	Амфиболиты, тальковые сланцы

Темная слюда	Биотит	2,5-3	~3,00	Граниты , дациты, гнейсы, слюдяные сланцы
	Топаз	8	3,49-3,5	Граниты, гранитные пегматиты, грейзены
	Турмалин	7	3,16	Граниты, гранитные пегматиты, грейзены
	Титанит (сфен)	5-5,5	3,51	Сиениты
	Циркон	7,5	4,70	Граниты, гранитные пегматиты, сиениты
1.2. Силикаты преимущественно метаморфического происхождения				
Гранаты	Альмандин	6,5-7	4,25	Гнейсы, слюдяные сланцы
	Пироп	6,5-7	3,51	Серпентиниты, кимберлиты, гриквайты, эклогиты
	Гроссуляр	6,5-7	3,53	Известково-силикатные породы
	Андрадит	6,5-7	3,75	-//-//-
	Меланит	6,5-7	3,88	-//-//-
	Дистен	4-7	3,59	Слюдяные сланцы, гранулиты, эклогиты
	Силлиманит	6-7	3,24	Гнейсы, роговики
	Андалузит	7,5	3,14	Роговики
	Ставролит	7-7,5	3,74	Слюдяные сланцы
	Кордиерит	7-7,5	2,63	Роговики, кордиеритовые гнейсы, пегматиты
	Везувиан	6,5	3,40	Известково-силикатные породы
	Эпидот	6,5	3,40	Гнейсы, амфиболиты, зеленые сланцы
	Цоизит	6-6,5	3,36	Гнейсы
	Хлоритоид	6,5-7	3,51	Гнейсы
	Хлорит	3-4	2,56	Хлоритовые сланцы, слюдяные сланцы, гнейсы
	Хризотил, антигорит	3-4	2,56	Серпентиниты
	Тальк	1	2,78	Тальковые сланцы, серпентиниты
	Скаполит	5,5-6	2,70	Известково-силикатные породы
	Изумруд	7,5-8	2,70	Пегматиты, слюдяные сланцы
1.3. Силикаты преимущественно осадочного происхождения				
Глинистые минералы	Каолинит	2-2,5	2,58	Глинистые породы, выветрелые полевошпатовые породы
	Монтмориллонит	1-2	2,00	Глинистые породы
	Иллит	2	~2,60	-//-//-
	Глауконит	2	2,69	Мергели, песчанковые породы
1.4. Силикаты преимущественно искусственного происхождения				
	Мервинит	6	3,15	Мартеновский шлак, хромисто-магнезиальный камень
	Алит	6	3,22	Цементный клинкер, мартеновский шлак
	Белит	6	2,97	-//-//-
	Псевдоволластонит	4,5-5	2,91	Угольные шлаки
	Муллит	6-7	3,19	Фарфор, угольные шлаки
	Силикокарнотит	5	3,06	Томасовский шлак
Мелилиты	Геленит	5,5	3,05	Базальтоиды, доменный шлак, угольные шлаки
	Окерманит	5,5	3,18	Доменный шлак, угольные шлаки
2. Окислы и гидрооксиды				
	Кварц	7	2,65	Граниты, гнейсы, слюдяные сланцы, песчаники
	Тридимит	6,5	2,31	Дациты, трахиты, силикатный камень
	Кристобалит	6-7	2,33	-//-//-
	Касситерит	6-7	7,03	Граниты, гранитные пегматиты, гнейсы
	Хромит	5,5	4,90	Хромитовые породы, метеориты
	Пикотит	7,5-8	4,30	Перидотиты, пироксениты, габбро, серпеитиниты
	Магнетит	6,0	5,20	Сиениты, диориты, андезиты, скарны, шлаки
	Титаномагнетит	6,0	5,0	Габбро, базальты
	Герцинит	7,5-8	4,35	Гранулиты, гнейсы
	Шпинель	7,5-8	3,57	Известково-силикатные породы, хромисто-магнезиальный камень
	Магнезиоферрит	6,5-7	4,80	Магнезиальный камень

	Рутил	6-6,5	4,23	Гнейсы, амфиболиты, эклогиты, пегматиты
	Ильменит	5-6	4,75	Перидотиты, габбро, базальты (диабазы)
	Гематит	5-6	5,26	Итабириты
	Корунд	9	4,02	Корундовый камень, контактовые породы, гранулиты
	Известь	3-4	3,32	Мартеновский шлак, цемеитный клинкер
	Периклаз	5,5-6	3,56	Мраморы, силикатиый и магнезиальный □ омень
	Вюстит	6	~5,40	Мартеиовский шлак, томасовский шлак
	Манганозит	5,5	5,36	Мартеновский шлак
	Браунмиллерит			Цементный клинкер, мартеиовский шлак
	Кальциоферрит			Цементный клинкер, томасовский шлак
	Трикальцийалюминат			Цементный клинкер
	Лимонит	5	4,28	Песчаники, мергели
3. Фосфаты				
	Апатиты	5	3,18	Граниты, сиениты, габбро, базальты
	Гильгенштокит	3-4	3,06	Томасовский шлак
4. Карбонаты				
	Кальцит	3	2,72	Карбонатные породы, доломиты
	Доломит	3,5-4	2,87	Доломиты, карбонатные породы
	Магиезит	4-4,5	2,96	Хлоритовый сланец, серпентинит
	Сидерит	4-4,5	3,89	Карбонатные породы
5. Сульфаты				
	Гипс	2	2,32	Гипс (алебастр), ангидрит
	Ангидрит	3-3,5	2,96	Ангидритовые породы, гипс
	Тенардит	2,5	2,67	Соляные породы, нефтяные шлаки
6. Сульфиды				
	Халькопирит	3,5-4	4,2	Габбро, лампрофиры, диабазы
	Пирротин	4,0	4,65	-//-//-
	Пирит	6-6,5	5,00	Встречается практически во всех породах
	Марказит	6-6,5	5,00	Неорганические и органические осадки
	Сфалерит	3,5-4	4,0	Известково-силикатные породы
	Леллингит	5-5,5	7,45	Известково-силикатные породы
7. Самородные элементы				
	Графит	1-2	2,23	Мраморы, гнейсы, гранатовые породы

Примечание
Т – Твердость по шкале Мооса

Под ***структурой*** (см. табл. 3.4) понимаются особенности внутреннего строения горной породы, обусловленные степенью кристалличности, формы, размера и взаимоотношений минералов, а также пор.

Крупно- и среднезернистые породы имеют средний диаметр зерен 1 – 10 мм, мелко- и тонкозернистые – от 0,1 до 1 мм. Если величина зерен менее 0,1 мм (невооруженным глазом не устанавливается), то структуру называют плотной. Если все минеральные зерна имеют приблизительно одинаковые размеры, то структуру называют равномернозернистой, если размер зерен сильно варьирует, то структуру породы называют неравномернозернистая. У пород, имеющих порфировую структуру крупные кристаллы заключены в заметно отличимой от них мелкозернистой основной массе.

Таблица 3.2

Классификация магматических горных пород

Минеральный состав	Содержание кремнекислоты SiO_2, %	Относительная плотность	Интрузивные породы		Эффузивные породы		Жильные породы	
			известково-щелочного ряда	щелочного ряда	палеотипные	кайнотипные	близкого химизма	с переменным химизмом
1. Полевой шпат: ортоклаз, олигоклаз; биотит (иногда роговая обманка), авгит; большое количество кварца	80-65	2,60-2,78	Нормальные (биотитовые) граниты Гранодиориты	Щелочные граниты с преобладающими калиевым и натриевым полевыми шпатами	Кварцевые порфиры Кварцевые порфириты Кварцевые кератофиры	Риолиты (липариты) Кварцевые трахиты	Гранит-порфиры Гранит-аплиты Гранитные пегматиты	
2. Полевой шпат: ортоклаз (щелочной п. ш.), олигоклаз; биотит, роговая обманка, авгит (жейцит, нефелин)	65-58	2,65-2,84	Сиениты Сиенито-диориты Ларвикиты	Лейцитовые сиениты Нефелиновые сиениты	Биотитовые порфириты Порфириты Кератофиры	Трахиты Лейцитовые трахиты Трахиандезиты	Сиенит-порфиры Сиенит-аплиты Ромбен-порфиры	Минетты Вогезиты
3. Полевой шпат: андезин (андезин – лабродор); биотит, роговая обманка, авгит, ± кварц	60-56	2,72-2,95	Кварцевые диориты Диориты		Порфириты Кератофиры (спилиты)	Андезиты	Диорит-порфириты Диорит-аплиты	Керсантиты Спессартиты
4. Полевой шпат: лабрадор; энстатит, бронзит, гиперстен, диаллаг, оливин; кварц отсутствует	51-46	2,89-3,10	Габбро Оливиновые габбро Троктолиты Нориты	Эссекситы: лабрадор, щелочной полевой шпат, нефелин, биотит, роговая обманка, диопсид, эгирин-авгит	Диабазы Мелафиры (Спилиты)	Полевошпатовые базальты Нефелиновые базальты Лимбургиты	Габбро-порфириты Норит-порфириты Габбро-пегматиты Анортозиты	Камптониты Мончикиты
5. Оливин, энстатин ,бронзит, гиперстен (диопсид), диаллаг, (роговая обманка). Отсутствуют полевые шпаты и никогда не встречается кварц	45-38	2,78-3,37	Перидотиты Пироксениты Горнблендиты		Пикриты			

Таблица 3.3

Классификация осадочных обломочных горных пород по размерам, степени окатанности и сцементированности обломков

Группа пород	Размеры обломков, мм	Рыхлые породы		Сцементированные породы	
		Окатанные обломки	Неокатанные обломки	Окатанные обломки	Неокатанные обломки
Грубообломочные (псефиты)	> 200	Валуны	Глыбы	Конгломераты: валунные галечные гравийные	Глыбовые брекчии
	10-200	Галька, галечник	Щебень		Брекчии
	2-10	Гравий	Дресва		
Песчаные (псаммиты)	1-2	Грубозернистые пески		Грубозернистые песчаники	
	0,5-1	Крупнозернистые пески		Крупнозернистые песчаники	
	0,25-0,5	Среднезернистые пески		Среднезернистые песчаники	
	0,1-0,25	Мелкозернистые пески		Мелкозернистые песчаники	
Алевриты	0,01-0,1	Алевриты (лессы, супеси, суглинки)		Алевролиты	
Пелиты (глины)	<0,01	Глины		Аргиллиты	

Таблица 3.4

Физические свойства и структурно-текстурные особенности горных пород

Порода	Физические свойства		Структура, текстура
	Относительная плотность	Сопротивление сжатию, МПа	
1	*2*	*3*	*4*
Интрузивные породы			
Граниты SiO_2 около 65-80%			
Разновидности:			
Биотитовый гранит	2,60-2,65	100-300	Обычно среднезернистая, иногда мелкозернистая, аплитовая; крупнозернистая, пегматитовая; при наличии более крупных полевошпатовых вкрапленников – порфировая, порфировидная
Биотит-мусковитовый гранит	2,59-2,64		
Турмалиновый гранит	2,60-2,63		
Литионитовый гранит	2,69-2,77		
Авгитовый гранит	2,67-2,69		
Амфиболовый (роговообманковый) гранит			Обычно среднезернистая
Гранодиорит (переходная порода к группе диоритов)	2,67-2,77	100-300	
Разновидности:			
Сиенит (плауенит)	2,65-2,74		Обычно среднезернистая, реже мелкозернистая, иногда с полевошпатовыми вкрапленниками – так называемые иднокристами, - в этом случае также порфировая и порфировидная
Сиенито-диорит	- // - // -		
Пироксеновый сиенит (гребаит)	2,82-2,84	150-300	
Монцоинт	2,68-2,72		
Ларвикит	2,72		
Нефелиновый (элеолитовый) сиенит	2,60-2,70		Среднезернистая с крупными зернами пироксена
Хибинит	2,50-2,69	150-200	
Лейцитовый сиенит (соммаит)			Мелко-, средне-, крупнозернистая
Сиениты SiO_2 около 54-62%			

Разновидности: Кварцевый диорит Диорит Габбро-диорит (переходная порода к габбро) SiO_2 около 24-56%	2,72-2,95 - // - // - 	180-240 - // - // 	Средне-, мелкозернистая, реже крупнозернистая Среднезернистая, мелкозернистая, реже крупнозериистая
Диориты SiO_2 около 50-60%			
Разновидности: Габбро Оливиновое габбро Троктолит (форелленштейн) Норит	2,89-3,10	103-346	Обычно среднезернистая до мелкозернистой, реже крупнозериистая
Габбро SiO_2 около 46-51%			
Разновидиости: Дунит Гортонолит Гарцбургит (саксонит) Лерцолит Верлит Кимберлит	2,78-3,37	140-250	Зернистая, среднезериистая
Перидотиты SiO_2 около 38-45%			
Разновидности: Гранитовый аплит Сиенитовый аплит Диоритовый аплит Габбро-аплит	2,65 2,74 2,86 3,00	100-300 150-300 180-240 100-340	Мелкозернистая
Аплиты (жильные породы)			
Разновидности: Гранитовый аплит Сиенитовый аплит Диоритовый аплит Габбро-аплит	2,65 2,74 2,86 3,00	100-300 150-300 180-240 100-340	Мелкозернистая
Пегматиты (жильные породы и продукты собирательной перекристаллизации) Гранитный пегматит Сиенитовый пегматит Габбро-пегматит	 2,65 2,74 3,00		Крупнозернистая
Жильные породы			
Лампрофиры			
Разновидности: Вогезит Минетта Керсантит Спессартит Камптонит Мончикит	2,70-2,80 2,67-2,84 2,72-2,86 2,87-3,00 2,80-3,00 2,74-2,95	150-300	Мелко-, средне-, реже крупнозернистая, иногда порфировая с вкраплениями авгита и роговой обманки, частью также со стекловатой основной массой
Эффузивные породы			
Риолнты			
Разновидности: Риолит Липарит Кварцевые порфиры (палеориолиты)	2,35-2,65	130-180	Стекловатая (обсидиан), витропорфировая, фельзитовая основная масса с вкрапленниками (порфировая, порфировидная)
Трахиты			

Разновидиости: Слюдяной трахит Роговообманковый трахит Пироксеновый трахит Плагиоклазовый трахит (вульзинит) Авгит-оливиновый трахит (арсоит) Ортоклазовый трахит (чиминит)	2,44-2,76	60-70 (редко до 150)	Пористая, плотная осиовная масса (частью стекловатая) с вкрапленниками санидина
Фонолиты			
Разновидности: Нозеановый фонолит Гаюиновый фонолит Анальцимовый фонолит Лейцитовый фонолит	2,60-2,65	170-250	Плотная стекловато-фельзитовая
Андезиты (порфириты, палеоандезиты)			
Разновидности: Слюдяной андезит Роговообманковый андезит Авгитовый андезит Гиперстеновый андезит Лабрадоровый андезит	2,54 – 2,70	120-240	Плотиая, пористая, вкрапленниками андезина, роговой обманки, авгита
Базальты (мелафиры, диабазы, палеобазальты)			
Разновидиости: Полевошпатовый базальт Оливиновый базальт Нефелиновый базальт Лейцитовый базальт Андезииовый базальт	2,74-3,20	180-440	Плотная, иногда с вкрапленниками авгита, роговой обманки, биотита; в полевошпатовых базальтах – желваки оливина (иногда очень крупные)
Метаморфические породы (кристаллические сланцы)			
Гнейсы (ортогнейсы)			
Разновидности: Биотитовый гнейс Биотит-мусковитовый гнейс Роговообманковый гнейс Авгитовый гнейс, Лептит Геллефлинта	2,64-2,74 2,85 2,85	160-180	Сланцеватая плитчатая, волокнистая, зернистая, плотная, массивная
Гранулиты			
Разновидности: Вейсштейновый гранулит Дистеновый гранулит Биотитовый гранулит Пироксеновый гранулит	2,55-2,65	160-280	Плотная, массивная Мелкозернистая
Гнейсы (парагнейсы)			
Разиовидности: Двуслюдяной гнейс Кордиерит-гранатовый гнейс Слюдяной гнейсо-сланец	2,64-2,72 2,66-3,12 2,74-2,78	160-180	Сланцеватая, плитчатая, обычно беспорядочного строения Сланцеватая, плотиая, □ оббы□ с чешуйчатая, плитчатая
Слюдяные слаицы SiO_2 около 68-75%			
Разновидности: Мусковитовый слюдяной сланец Гранат-мусковитовый слюдяной сланец Гранат-мусковит-биотитовый слюдяиой сланец Ставролитовый слюдяной сланец Дистеновый слюдяной сланец	2,64-2,97		Сланцеватая, плитчатая, листовая, подчас плойчатая

Парагонитовый слюдяной сланец			
Филлиты SiO_2 около 60-75%			
Разновидности: Филлит Альбитовый филлит Роговообманковый филлит Известковый филлит	2,68-2,8		Сланцеватая, тонкоплиточная, тонкочешуйчатая
Глинистый сланец	2,62-2,77		Тонкосланцеватая, тонкоплитчатая
Мрамор	2,65-2,85	80-180	Зернистая, плотная
Амфиболиты			
Разновидности: Полевошпатовый амфиболит Гранатовый амфиболит	2,91-3,10	170-280	Плотная, мелкозернистая до среднезернистой, иногда сланцеватая, лучистая, плотно-волокиистая
Роговообманковый сланец Актинолитовый амфиболит Нефрит	2,85-3,00		
Серпеитиниты			
Разновидиости: Дунитовый серпентинит Бронзитовый серпеитинит Броизит-пироповый серпентинит Пироповый серпеитинит	2,55-2,57 2,43-2,57 2,49-2,70 2,41-2,68	60-70	Плотиая сланцеватая, с вкраплен-никами пирокссиа и пиропа
Эклогиты			
Эклогит Гриквант Гранатовая порода	3,10-3,30		Плотиая, зернистая
Роговики			
Разновидности (10 классов): I – андалузит-кордиеритовые II – плагиоклаз-андалузит-кордиеритовые III – плагиоклаз-кордиеритовые	2,75-2,85		Обычно плотная, зернистая
IV – плагиоклаз-кордиерит-гиперстеновые V – плагиоклаз-гиперстеновые VI – плагиоклаз-диопсид-гиперстеиовые VII – плагиоклаз-диопсидовые	3,00-3,20		Обычно плотная, зернистая
VIII – гроссуляр-плагиоклаз-дноисидовые IX – гроссуляр-диопсидовые X – везувиан-гроссуляр-диопсидовые	3,00-3,50		Плотная, среднезернистая до крупнозернистой
Разновидности: Пестроцветные песчаники Аркозы Граувакн	2,60-2,76	15-200 220-280	Мелкозернистая до среднезерии-стой
Осадочные породы			
Песчаники SiO_2 около 90-99%			
Разновидности: Каолин Глииа Сланцеватая глина Глубоководная глина Песчаная глина Суглииок	2,65-2,73	50-100	Землистая, слабосцементированиая
Глины, глинистые породы SiO_2 около 55%			
Разновидиости:			

Каолин Глина Сланцеватая глина Глубоководная глина Песчаная глииа Суглинок	2,65-2,73	50-100	Землистая, слабосцементированная
Кремнистые породы			
Кварцит □ оббы(кремнистый сланец)		150-300	Плотная, мелкозернистая
Известняки			
Разновидности: Массивные известияки Доломитовые известняки Зоогениые известняки (в том числе ракушечник, коралловый известняк, мел, мергель) Травертин	2,65-2,75	20-180	Плотная беспорядочно-зернистая, пористая, землистая
Вулканические туфы (пирокластические осадки)			
Порфировые туфы Трахитовые туфы Андезитовые туфы Базальтовые туфы	2,00-2,50	20-150	Прочная, пористая, рыхлая, земли-стая, тонкослоистая

Таблица 3.5

Осиовиые представители искусственных материалов

Порода	Минеральный состав, %	Структура, текстура
Бетон цементный	Цемент, наполнители (песок, гравий, щебень, асбест и другие)	Тонко- до крупнозернистой
Форстеритовый камень	Форстерит (магнезиальный □ обвиь, периклаз, магнезиоферрит, монтичеллит	Керамическая, разномернозернистая
Стекло	Стекло	Гиалиновая (стекловатая)
Шлаки от сжигаиия нефти	Тенардит (сульфат Na), натриевый ванадилванадат, железо-никелевый оливин, железо-никелевая шпинель	Тонкокристаллическая
Шлак доменный	Мелилит, мервинит, двухкальциевый силикат, стекло	Тонкокристаллическая до стекловатой
Шлаки буро-угольные	Пироксен 35-60, магнетит 1-5, стекло 30-50, кварц 10-30	Тонкокристаллическая, гиалокристаллическая
Зола уноса буро-угольная	Стекло 35-60, кварц 2-15, магнетит и гематит 3-12, ангидрит 8-20, известь 5-10, кокс 1-6	Пылевидная, рыхлая
Медные шлаки	Пироксен 55, стекло 45	Микро- до скрытокристаллической
Магнезиальный камень	Периклаз 75-80, магнезиоферрит 3-15, форстерит до 15, монтичеллит до 15, шпинель до 15	Керамическая, с крупными и мелкими зернами
Фарфор	Муллит, кварц, кристобалит, стекло	Гиаломикрокристаллическая с вкрапленниками кварца
Шамотный □ омень	Кристобалит 18-22, муллит 40-50, стекло 30-40	Керамическая, крупно-, средне- и тонкозернистая

Шлак мартеновский	Трехкальциевый силикат, двухкальциевый силикат, вюстит, периклаз, манганозит, браунмиллерит	Плотная, микропорфировидная
Силикатный камень	Кристоболит > 20, тридимит > 20, кварц > 20, стекло > 35, кальциоферит > 5	Керамическая, крупно-, средне- и мелкозернистая
Томасшлак	Силикокарнотит, вюстит-манганозит-периклаз, шпинель, феррит	Микрокристаллическая, плотная
Цементный клинкер	Алит, белит, трехкальциевый □ обминаbраунмиллерит	Микрокристаллическая, плотиая
Кирпич	Стекло, кристобалит, кварц, □ оббытит	Высокопористая текстура, микрогиалокристаллическая структура с более крупными зернами кварца и других минералов

Под ***текстурой*** понимают совокупность признаков, определяемых относительным расположением составных частей породы в занимаемом ими пространстве, то есть сложение породы. Если в сложении породы отсутствует определенная ориентация в расположении зерен, то текстуру называют беспорядочно-зернистой. Среди ориентированных текстур различают флюидальную (в лавах – в результате ориентации кристаллов в направлении течения), гнейсовую или сланцеватую (в результате ориентации минералов в направлении, нормальном давлению при метаморфизме), слоистую (при осадконакоплении в поле тяготения) и другие.

Для обозначения пород (без учета возраста) на геологических картах, разрезах и стратиграфических колонках применяются цветовые буквенные и штриховые условные обозначения (табл. 3.6 и 3.7, рис. 3.1).

Чем древнее порода, тем темнее тон соответствующего цвета. Кроме того, цветовые (и буквенно-цифровые индексы) обозначения применяют для указания возраста пород.

Важную роль в буровом деле играет не только состав разбуриваемой толщи, но и геометрические элементы залегания разбуриваемого пласта (слоя, жилы, стенки трещины, сброса и так далее).

Линией простирания называется линия пересечения поверхности слоя с горизонтальной плоскостью, т. е. любая горизонтальная линия на поверхности слоя (рис. 3.2).

Положение наклонного слоя по отношению к плоскости горизонта называется его **падением** или **восстанием**. Падение направлено вниз по наклону слоя, восстание – в противоположную сторону.

Линией падения называется вектор на поверхности слоя, перпендикулярный к линии простирания и направленный по падению пласта.

Линией восстания называется вектор на поверхности слоя, направленный в сторону, противоположную линии падения.

Таблица 3.6

Цветовые обозначения магматических горных пород

Группа пород	Содержание, SiO_2, %	Цвет
Интрузивные		
Кислые	65 – 75	Красный
Щелочные	-	Красновато-оранжевый
Средние	52 – 65	Зеленый
Основные	45 – 52	Синий
Ультраосновные	< 45	Фиолетовый
Эффузивные		
Кислые	-	Оранжевый
Средние и основные	-	Зеленый

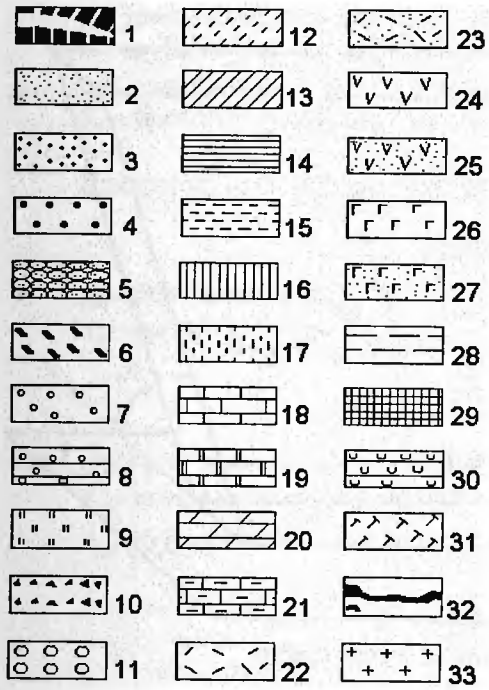


Рис. 3.1. Штриховые условные обозначения горных пород.

1 – торф; 2 – песок мелкозернистый; 3 – песок среднезернистый; 4 – песок крупнозернистый; 5 – песчаник; 6 – гравий; 7 – галечник; 8 – конгломерат; 9 – кремнистые породы (яшмы, опоки, диатомиты); 10 – щебень; 11 – валуны; 12 – супесь; 13 – суглинок; 14 – аргиллит; 15 – глина; 16 – лессовидный суглинок; 17 – лесс; 18 – известняк; 19, 20 – доломит; 20, 21 – мергель; 22, 23 – породы кислого состава, соответственно: лавы, туфы; 24, 25 – породы среднего состава, соответственно: лавы, туфы; 26, 27 – породы основного состава, соответственно: лавы, туфы; 28 – глинистый сланец; 29 – мел; 30 – гипс; 9, 31 – опоки; 32 – каменный уголь; 33 – граииты и другие скальные породы.

Угол между линией падения и ее проекцией на горизонтальную плоскость называется ***углом падения***.

Мощностью пласта (истинной, или нормальной) называют кратчайшее расстояние между висячим и лежачим боками пласта.

Таблица 3.7

Индексацня интрузнвных и эффузивных пород по вещественному составу

Группа пород	Горная порода	Индекс
Интрузивные	Граниты	γ
	Диориты	δ
	Габбро	ν
	Пироксениты, перидотиты, дуниты	σ
Эффузивные	Риолиты	λ
	Андезиты	α
	Базальты	β
Осадочные	Конгломераты	k
	Песчаники	p
	Алевролиты, аргиллиты	a
	Глинистые сланцы	gs
	Карбонатные породы	c
	Кремнистые породы	j

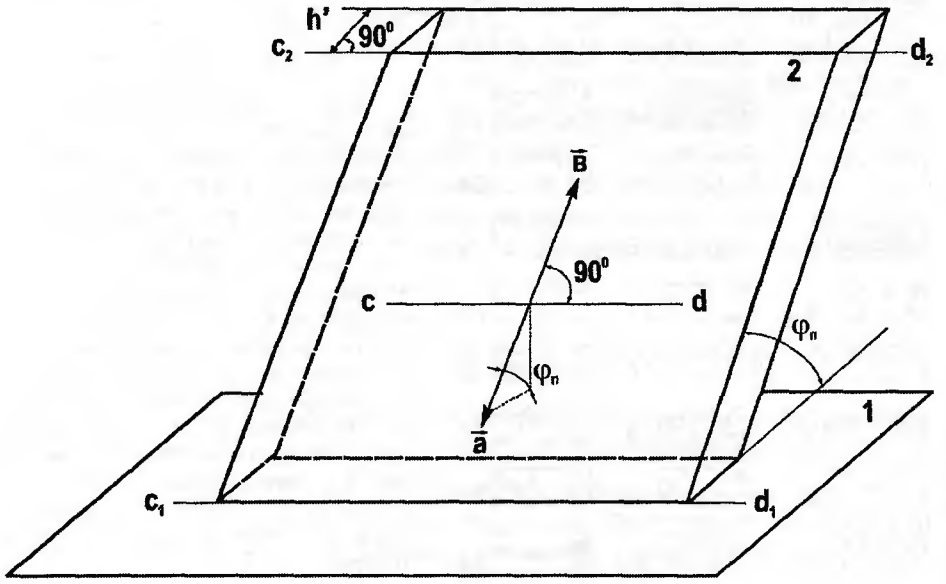


Рис. 3.2. Элементы залегания пласта

1 – горизонтальная плоскость; 2 – плоскость наслоения; $\vec{a}$ - вектор линии падения; $\vec{b}$ - вектор линии восстания; cd , c_1d_1 , c_2d_2 – линии простирания; $\varphi_п$ – угол падения; h^1 – мощность пласта.

3.3. Параметры состояния горных пород

Физические величины, определяющие состояние тела в данный момент времени, называются ***параметрами состояния***. К числу основных параметров состояния горных пород в ненарушенном массиве можно отнести абсолютное давление, абсолютную температуру и плотность.

Абсолютное давление в горных породах вызвано силами отталкивания молекул при их сближении под действием сил, вызванных весом давящих масс.

Приближенно в прямоугольной системе координат xyz

$$P_z = P_o + \rho g h \qquad (3.1)$$

где P_z – вертикальная составляющая абсолютного давления, Па;
ρ – средняя плотность горных пород, кг/м^3;
g – удельная сила тяжести, g = 9,81 Н/кг;
h – глубина (по вертикали в толще пород), м;
ρgh – вертикальная составляющая горного давления, Па;
P_o – внешнее (например, атмосферное P_a) давление, Па.

Для пород, находящихся под толщами морских и океанских вод:

$$P_o = P_a + \rho_в g h_в,$$

$\rho_в$ – плотность воды;
$h_в$ – высота столба воды.

$$P_x = P_y = P_o + \xi_б \rho g h \qquad (3.2)$$

где P_x, P_y – горизонтальные составляющие абсолютного давления, Па;
$\xi_б$ - коэффициент бокового (горизонтального) распора (давления);
$\xi_б \rho g h$ - горизонтальная составляющая горного давления, Па.

$$\xi_б = \frac{\mu}{1-\mu} \qquad (3.3)$$

где μ - коэффициент Пуассона горных пород, μ = 0,1 – 0,5 (табл. 3.8)

Величина горного давления во многом определяет устойчивость стенок скважины.

Абсолютная, или термодинамическая, температура характеризует степень нагретости горной породы

$$T = 273{,}15 + t_c, \qquad (3.4)$$

где T - абсолютная температура, К;

t_c – температура в градусах Цельсия.

Таблица 3.8

Средние значения коэффициента Пуассона для горных пород

Горная порода	Коэффициент Пуассона
Мрамор	0,25-0,3
Гранит	0,2-0,25
Известняк	0,22-0,34
Песчаник:	
крупнозернистый	0,12-0,2
мелкозернистый	0,16-0,25
Песчаные сланцы:	
прочные	0,22-0,3
средней прочности	0,17-0,25
Глинистые сланцы	0,15-0,3
Каменная соль	0,44
Глины	0,3-0,4
Антрацит	0,1

Величина, на которую повышается температура с увеличением глубины недр, называется ***геотермическим градиентом*** Γ.

В среднем $\Gamma = 0{,}03\,{}^{К}/_{м}$, для Подмосковья $\Gamma = 0{,}015\,{}^{К}/_{м}$,

$$T = T_o + \Gamma(h - h_o) \qquad (3.5)$$

где T_o – известная температура пород на глубине h_o, К;

Т – искомая температура на глубине h ($h>h_o$), К.

Величина геотермического градиента переменна по глубине скважины и зависит от места заложения скважины на земной поверхности.

Температура сезонно-и вечномерзлых пород, а также сильнонагретых пород (вблизи термальных источников, вулканов, в глубоких скважинах и т. д.) существенным образом влияет на технологию бурения, тип и состав очистного агента. Температура является важнейшим параметром при эксплуатации замораживающих скважин.

Плотность, или ***объемная масса,*** представляет собой массу единицы объема горной породы (табл. 3.1, 3.2, 3.4).

Плотность горной породы в обобщенном понимании определяется плотностью слагающих ее компонентов – минералов, флюидов и др. Плотность породы существенно зависит от наличия в ней пор (пустот) и степени заполненности этих пор (пустот) теми или иными компонентами.

Таблица 3.9

Относительная плотность и пористость горных пород и минералов

Горная порода или минерал	Общая пористость П, %	Горная порода или минерал	Общая пористость П, %
Гранит	0,16-1,2	Глина и суглинок	35-75
Диорит	0,22-0,59	Лесс	80-91
Сиенит	0,25	Торф	2-7
Габбро	0,84-1,13	Бетон цементный	
Трахит	0,63-1,28	Сланец слюдяной	
Андезит	0,58	Апатит	
Базальт	0,29-2,75	Каменная соль	4
Порфир	0,49-7,55	Антрацит	0,5-0,6
Диабаз	0,84-1,1	Доломит	3,28-55
Песчаник	2,5-41,2	Мел	20-49
Сланцы	0,37-1,85	Опока	
кристаллические	0,37-1,85	Стекло	
Гнейс	0,01-1,13	Кирпич глиняный	3
Кварц	0,84-1,13	Гипс	1
Обсидиан	0,7-25	Ангидрит	35-50
Известняк	1,3-26,8	Песок кварцевый	
Сланцы глинистые	0,53-13,4	крупный и средней	35-41
Мрамор	0,01-3,4	мелкий	37-45
Кварцит	23-60		

Поэтому следует различать плотность твердой фазы (минерального скелета) породы и плотность породы в ее естественном состоянии (с учетом воды, нефти и других компонентов).

Плотность большинства пород колеблется от 1500 до 3500 кг/м^3. Большой плотностью обладают руды многих металлов. Низкие значения плотности имеют сухие торфы и каменный уголь.

Плотность горной породы является существенным показателем, определяющим вынос бурового шлама очистным агентом.

$$\rho = \rho_{ск}\left(1 - \frac{П}{100}\right) + \rho_{п}\frac{П}{100}, \qquad (3.6)$$

где ρ – плотность горной породы, кг/м^3;

$\rho_{ск}$ – плотность скелета породы, кг/м^3;

$\rho_п$ – плотность компонента, заполняющего поры, кг/м^3;
П – общая пористость породы, % (табл. 3.9)

Наряду с понятием плотности используются и другие понятия.

$$v_y = \frac{1}{\rho} \tag{3.7}$$

$$\rho' = \frac{\rho}{\rho_o} \tag{3.8}$$

$$\gamma = \rho g \tag{3.9}$$

$$\gamma' = \frac{\gamma}{\gamma_o}, \tag{3.10}$$

где v_y – удельный, или массовый, объем, м^3/кг;
ρ^1 – относительная плотность;
ρ_o плотность воды при $P_o = 10^5$ Па и t = 3,98 °С, ρ_o = 1000 кг/м^3;
γ – удельный, или объемный, вес, Н/м^3;
γ^1 – относительный удельный, или относительный объемный, вес, Н/м^3;
γ_o – удельный вес воды при $P_o = 10^5$ Па и t = 3,98° С, γ_o = 9810 Н/м^3.

3.4. Параметры, характеризующие прерывистость сложения скелета горной породы

К параметрам, характеризующим прерывистость сложения скелета породы следует отнести ***пористость, трещиноватость, кавернозность.***

$$П = \frac{V_п}{V} \cdot 100, \tag{3.11}$$

$$k_п = \frac{V_п}{V_{ск}}, \tag{3.12}$$

$$П = \frac{k_п}{1 + k_п} \cdot 100, \tag{3.13}$$

где П – общая (абсолютная, физическая или полная) пористость, %;
$V_п$ – объем пор, м^3;

$V = V_п + V_{ск}$ – объем породы, м^3;
$k_п$ – коэффициент пористости.

Открытой (эффективной), или пористостью насыщения называется отношение объема открытых, сообщающихся между собой пор к объему породы.

Трещиной называют разрыв сплошности среды, величина которого на порядок и более превосходит межатомные расстояния в кристаллической решетке (то есть более 10^{-9} м).

Таблица 3.10

Классифнкацня гориых пород по степени трещиноватости

Группа пород по трещиноватости	Степень трещиноватости	Показатели степени трещиноватости пород	
		Удельная кусковатость керна, шт/м	Выход керна, %
I	Моиолитные	1-5	100-70
II	Слаботрещиноватые	6-10	90-60
III	Трещиноватые	11-30	80-50
IV	Сильнотрещиноватые	31-50	70-40
V	Раздробленные	> 51	< 60-30

Трещиноватость – это совокупность в горной породе трещин различного происхождения и разных размеров.

По степени раскрытия различают открытые, закрытые и скрытые трещины.

С пористостью и трещиноватостью пород связаны водонефтегазопроявления, поглощения промывочной жидкости.

В колонковом бурении трещиноватость пород влияет на ***выход керна*** (это отношение длины керна к интервалу бурения, выраженное в процентах). Следствием трещиноватости пород является самозаклинивание керна в колонковой трубе. Классификация горных пород по степени трещиноватости применительно к вращательному бурению одинарными колонковыми наборами с алмазными буровыми коронками при прямой промывке приведена в табл. 3.10.

При растворении подземными водами известняка, доломита, ангидрита, мела, гипса, мрамора, каменной и калийной солей образуются □ оверни пустоты, значительно осложняющие процесс бурения.

3.5. Влагоемкость, естественная влажность и флюидонасыщенность горных пород

Наличие пор и трещин в породах предопределяет возможность их заполнения различными жидкостями и газами. Наиболее часто горные породы бывают насыщены водой, которая может содержаться в породах в разном виде. Различают химически связанную, физически связанную и свободную воду.

Химически связанная вода входит в состав кристаллической решетки минералов, слагающих породу. Удаление такой воды приводит к разрушению минерала, превращению его в другое – безводное соединение. Наличие в породе химически связанной воды проявляется только при ее значительном нагревании. При удалении нагревом химически связанной воды в большинстве случаев происходит ослабление и разрушение пород (у глин – наоборот).

Физически связанная вода тесно соединена молекулярными силами притяжения с твердыми частицами породы, обволакивая их в виде пленки. Ее количество зависит от смачиваемости породы, определяемой ее адсорбционной способностью. Физически связанная вода удаляется из породы только нагреванием выше 105 – 110 °С.

Свободная вода в породах может находиться в виде ***капиллярной воды***, удерживаемой в порах силами капиллярного поднятия (поверхностного сцепления), и в виде ***гравитационной воды***, заполняющей поры и трещины и передвигающейся в породах под действием сил тяжести или сил давления.

В зависимости от минерального, гранулометрического состава пород и формы частиц соотношение количеств различных видов воды в породах может быть разным. Так, пески содержат в основном гравитационную воду, а глины, лесс и суглинки – физически связанную и капиллярную.

Максимальное количество физически связанной, капиллярной и гравитационной воды, которое способна вместить порода, характеризуется ее ***полной влагоемкостью*** (массовой, объемной).

Массовая полная влагоемкость (влагосодержание)

$$\omega_n = \frac{m_n - m_{ск}}{m_{ск}}, \qquad (3.14)$$

где $m_п$ – масса породы, максимально насыщенной водой, кг;
$m_{ск}$ – масса скелета породы (породы, высушенной при температуре 105 – 110 °С).

Объемная полная влагоемкость (влагосодержание)

$$\omega_{поб} = \frac{V_в}{V} = \omega_n \frac{\rho_{ск}}{\rho_в}, \qquad (3.15)$$

$$V_в = \frac{m_n - m_{ск}}{\rho_в}, \qquad (3.16)$$

где $V = V_в + V_п$ – объем породы, м^3;
$V_в$ – объем свободной воды, м^3;
$V_п$ – объем пор, м^3;
$\rho_{ск}$, $\rho_в$ – плотность соответственно, скелета породы и воды кг/м^3.

Объемная полная влагоемкость примерно составляет 0,01 П. Если поры в породах не имеют свободного сообщения друг с другом, в них может остаться некоторое количество защемленных газов или воздуха даже при полном насыщении пор водой. Тогда $\omega_{П\,об} < 0{,}01$ П.

Иногда вода способна проникнуть между пакетами кристаллических решеток некоторых минералов (монтмориллонит, вермикулит, галлуазит). Тогда наблюдается $\omega_{П\,об} > 0{,}01$ П.

Для оценки породы в ее естественном состоянии пользуются параметром ***естественной влажности породы*** $\omega_е$, равным относительному количеству воды, содержащейся в породах, и ***относительным коэффициентом водонасыщенности*** $k_{вн}$, указывающим на степень насыщения породы водой.

$$k_{вн} = \frac{\omega_е}{\omega_n} = \frac{V_е}{V_n}, \qquad (3.17)$$

где $V_е$ – объем воды в породе в естественных условиях, м^3.

Влагоемкость – это параметр породы, характеризующий □ оббы□ стальное состояние, а естественная влажность и коэффициент водонасыщенности – характеристики данного состояния породы.

В породах кроме воды могут встречаться нефть и природные горючие газы. Характер распределения в порах воды, нефти и газа определяет многие физические свойства этих пород.

В общем случае сумма объемов нефти $V_н$, газа $V_г$ и воды $V_в$ в нефтегазоводонасыщенных породах равна объему порового пространства пород $V_п$ и, следовательно,

$$k_н + k_г + k_{вн} = 1, \qquad (3.18)$$

где $k_н = V_н / V_п$, $k_г = V_г / V_п$, $k_{вн}$ - относительные коэффициенты флюидонасыщенности: нефтенасыщенности, газонасыщенности и водонасыщенности соответственно.

3.6. Проницаемость и способность горных пород поглощать промывочную жидкость

Жидкости и газы способны перемещаться по поровым каналам и трещинам в горных породах.

Фильтрацией называется движение жидкостей или газов через пористую среду. Свойство горной породы пропускать сквозь себя флюиды называется ее ***проницаемостью***.

Различают физическую и фазовую проницаемость.

Физическая (абсолютная) проницаемость – это проницаемость в случае фильтрации через породу однородной жидкости (воды, нефти) или газа (горючего газа).

Фазовая (эффективная, или относительная) проницаемость – это способность горных пород, насыщенных многофазным флюидом (вода + нефть, вода + нефть + горючий газ) пропускать отдельные его фазы.

Численно величина проницаемости описывается ***коэффициентом проницаемости***:

$$k_{пр} = \frac{\mu H Q}{(P_1 - P_2) f}, \qquad (3.19)$$

В буровой практике широкое распространение получил другой параметр – ***коэффициент фильтрации***:

$$k_ф = \frac{Q}{fI} = \frac{V_ф}{I} = k_{пр}\frac{\rho g}{\mu} = k_{пр}\frac{g}{\nu}, \qquad (3.20)$$

где $k_ф$ – коэффициент фильтрации, м/с (таблица 3.11).

H – длина пути фильтрации, м;

P_1, P_2 – давление на входе в коллектор и выходе из него соответственно, Па;

Q – объемный расход (дебит) флюида, $м^3/с$;

f - площадь поперечного сечения коллектора, $м^2$;

I – гидравлический (гидродинамический) уклон;

$V_ф$ - средняя скорость фильтрации, м/с;

$K_{пр}$ – коэффициент проницаемости коллектора, $м^2$;

μ - абсолютная (динамическая) вязкость флюида, Па·с;

ν - кинематическая вязкость флюида, $м^2/с$;

ρ - плотность флюида, $кг/м^3$.

Таблица 3.11

Средние значения коэффициента фильтрации воды

Горная порода	Коэффициент фильтрации $k_ф$, м/сут
Глина	0,001-0,01
Суглинок	0,01-0,1
Супесь плотная	0,1-1
Торф	0,001-100
Песок:	
пылеватый	0,5-1
мелкозернистый	2-5
среднезернистый	6-15
крупнозернистый	16-30
Гравий	31-70
Галечник:	
мелкий	71-300
средний	301-500
крупный	> 500
Известняк трещиноватый	5
Песчаник на глинистом цементе	3
Уголь бурый	2

Практической единицей измерения проницаемости является □ оббы (Д) – проницаемость, которой обладает образец породы площадью 1 $см^2$ и длиной 1 см, и через который при давлении $9,81 \cdot 10^4$ Па в 1 с проходит 1 $см^3$ флюида вязкостью $1 \cdot 10^{-3}$ Па·с. При этом 1Д = $1,02 \cdot 10^{-12}$ $м^2$.

Для воды: при t=0°C, $\mu=1,75 \cdot 10^{-3}$ Па·с, ρ=999,87 $кг/м^3$, $\nu=1,75 \cdot 10^{-6}$ $м^2/с$; t = 4°C, $\mu = 1,57 \cdot 10^{-3}$ Па·с, ρ = 1000 $кг/м^3$, $\nu = 1,57 \cdot 10^{-6}$ $м^2/с$; t=10°C, $\mu = 1,42 \cdot 10^{-3}$ Па·с, ρ = 997,75 $кг/м^3$, $\nu=1,42 \cdot 10^{-6}$ $м^2/с$; t = 20°C, $\mu = 1,012 \cdot 10^{-3}$ Па·с, ρ = 998,26 $кг/м^3$, $\nu = 1,012 \cdot 10^{-6}$ $м^2/с$;

Для нефти параметры варьируют в зависимости от состава:

t = 10°C, ρ = 800-1050 $кг/м^3$; t = 50°C, $\nu = (1,2 - 55) \cdot 10^{-6}$ $м^2/с$.

Для природных горючих газов: 1) метан при t = 0°C, и $P = 10^5$ Па, $\mu = 10,4 \cdot 10^{-6}$ Па·с, ρ = 0,706 $кг/м^3$; при t = 27°C, $P = 10^5$ Па, $\mu = 11,2 \cdot 10^{-6}$Па·с, ρ = 0,643 кг/ $м^3$; 2) этан при t = 0°C, и $P = 10^5$ Па, $\mu = 8,69 \cdot 10^{-6}$ Па·с, ρ = 1,325 $кг/м^3$; при t = 27°C, $P = 10^5$ Па, $\mu = 9,45 \cdot 10^{-6}$Па·с, ρ = 1,206 кг/ $м^3$.

Извлечь всю воду из увлажненной породы механическими средствами невозможно. При любом механическом воздействии в породе остается физически связанная вода.

Весьма трудно отдают воду лессы, очень мелкие пески (плывуны), так как именно в них имеется большой процент физически связанной воды.

Влагоемкость горной породы характеризует долю свободной воды, которую может вместить или отдать горная порода путем механического воздействия – механического насыщения или механического осушения. В первом случае пользуются показателем ***недостатка насыщения*** $\varphi_н$, во втором – ***водоотдачей*** $\varphi_в$, (табл. 3.12).

Таблица 3.12

Среднне значения водоотдачи горных пород

Горные породы	Водоотдача, $\varphi_в$
Супесь и тонкозернистые (пылеватые) пески	0,1-0,15
Песок:	
мелкозернистый	0,15-0,2
среднезернистый	0,2-0,25
крупнозернистый с гравием	0,25-0,35
Супесчано-суглинистые породы	0,05-0,1
Глины	0,005-0,05
Известняки трещиноватые	0,01-0,1
Песчаники на глинистом цементе	0,02-0,03
Уголь бурый	0,02-0,05

$$\varphi_н = \omega_{поб} - \omega_в, \qquad (3.21)$$

$$\varphi_в = \omega_{поб} - \omega_ф, \qquad (3.22)$$

где $\omega_ф$ – максимальная влагоемкость породы за счет наличия физически связанной воды.

$$\omega_Ф = \frac{m_ф - m_{ск}}{\rho_в \cdot V}, \qquad (3.23)$$

где $m_ф$ – масса породы с физически связанной водой, кг.

$$Q = \frac{\pi \cdot D_c^2 \cdot S}{4 \cdot t}, \qquad (3.24)$$

где Q – интенсивность поглощения, $м^3/ч$;

D_c – диаметр скважины, м;

S – понижение уровня жидкости в скважине за время t, м;

t – время понижения, ч.

Водоотдача зависит от размеров частиц, слагающих породу, размера и взаимного расположения пор.

Для характеристики поглощающих зон и выбора метода их изоляции используется такой показатель, как ***интенсивность поглощения промывочной жидкости*** (табл. 3.13).

Таблица 3.13

Классификация горных пород по поглощающей способности (по И.И. Рафненко)

Группа пород	Вид поглощения	Интенсивность поглощения Q, $м^3/ч$	Горные породы	Мероприятия по предотвращению и ликвидации поглощений
I	Частичное	5	Пористые породы: песчаники, мелко- и среднезернистые пески, известняки с незначительной пористостью	Применение высококачественных глинистых растворов
II	Сильное	5-10	Среднезернистые песчаники, крупнозернистые пески, трещиноватые известняки, доломиты; трещиноватые изверженные и метаморфические породы	Применение наполнителей, глинистых и цементных растворов
III	Полное	10-15	Крупнозернистые песчаники, мелкозернистые известняки, доломиты; сильнотрещиноватые изверженные породы	Применение быстросхватывающихся смесей
IV	Катастрофическое	> 15	Породы с наличием крупных трещин, каверн и карстовых пустот	Применение крепления обсадными трубами и обход поглощающей зоны

Величину понижения уровня жидкости в скважине устанавливают следующим образом. Вначале замеряют глубину статического уровня жидкости в скважине. Затем в скважину доливают жидкость и снова замеряют уровень. Фиксируют время, за которое новый уровень снизится до начального статического значения. Интенсивность поглощения рассчитывают по формуле (3.24).

3.7. Воздействие жидкостей на горные породы

Воздействие жидкости на горную породу может приводить к ее набуханию, размоканию и растворению и, как следствие, к изменению технологических свойств. Степень воздействия жидкостей наибольшая в связных и некоторых слабосцементированных скальных породах.

Таблица 3.14

Коэффициенты набухания пород

Горная порода	Коэффициент набухания
Глина	
Тяжелая вязкая	1,5-2
Жесткая углистая, сланцевая и песчаная	1,02-1,15
Обычная пластичная	1,5
Суглинок	
Тяжелый	1,45-1,5
Средний	1,2-1,45
Легкий	1,2
Лесс и лессовидный грунт	1,25
Супеси	1,05-1,15
Песок	
Пылеватый	1,1
Глинистый	1,05-1,1
Чистый	1

Активной растворимостью обладают лишь незначительное число пород и минералов (галит, более слабо ангидрит и гипс). Доломиты и известняки относятся к слаборастворимым породам.

Набухание – способность увеличения породы в объеме в результате поглощения воды. Набухание характеризуется коэффициентом набухания, представляющим собой отношение объема набухающей породы к первоначальному объему (табл.3.14).

Таблица 3.15

Влияние влажности на прочность горных пород (опытные данные)

Горная порода	$\sigma_{сжо}$, МПа	$\sigma_{сжн}$, МПа	$\eta_р$
Аргиллит	80	44	0,55
Алевролит	64	21	0,33
Песчаник	143	99	0,69
Известняк	20	14	0,7
Сланец плотный	247	196	0,9

Увеличение влажности горных пород приводит к снижению большинства прочностных параметров и увеличению пластичности и деформируемости пород, влияет на величину угла естественного откоса.

Уменьшение прочности пород при водонасыщении характеризуется ***коэффициентом водопрочности (размокания)*** $\eta_р$.

$$\eta_р = \frac{\sigma_{сжн}}{\sigma_{сжо}} \le 1, \qquad (3.25)$$

где $\sigma_{сжн}$ и $\sigma_{сжо}$ – пределы прочности породы при сжатии соответственно после насыщения ее водой и до насыщения (табл. 3.15).

3.8. Классификации горных пород по степени связности, степени устойчивости и гранулометрическому составу

По степени связности в инженерной геологии, гидрогеологии, горном и буровом деле горные породы делят в основном на четыре основные группы (рис. 3.3).



Рис. 3.3. Классификация горных пород по степени связности.

Твердые (название условное) ***горные породы*** – связь между частицами минералов жесткая, химическая. К скальным относят большую часть магматических и метаморфических пород и некоторые породы осадочного происхождения. К полускальным относят магматические и метаморфические породы со сравнительно слабыми силами сцепления частиц и большую часть пород осадочного происхождения. К полускальным относят слабые песчаники, мергели, слабые известняки и сланцы, гипс, каменную соль, крепкие каменные угли.

Твердые горные породы по содержанию кварца разделяют на кварцсодержащие и бескварцевые. Породы, содержащие кварц, характеризуются большей твердостью и абразивностью.

Особенной твердостью и абразивностью обладают породы, содержащие такие твердые минералы, как гранат, берилл, турмалин, корунд и др.

Стенки скважин, пройденных в монолитных твердых породах, устойчивы и крепления не требуют, а пройденных в сильнотрещиноватых должны быть закреплены.

Связные горные породы – связи между дисперсными частицами породы сильно меняются в зависимости от влажности – от молекулярных (в плотном сухом состоянии) до ионно-электростатических (в увлажненном состоянии). Плотные (название условное) связные породы представлены твердыми глинами, мелами, бурыми и каменными углями. При динамических нагрузках плотные связные породы разрушаются хрупко, при статических – ведут себя как пластичные тела. Мягкие связные породы представлены песчаными суглинками, супесями, мягкими углями, мягкими глинами. Многие мягкие (название условное) связные породы способны набухать, т. е. увеличиваться в объеме при увлажнении, выпучиваться из стенок скважины, оползать.

Рыхлые горные породы (раздельно-зернистые) – связи между зернами молекулярные и часто практически отсутствуют. Породы представляют собой механические смеси частиц одного или нескольких минералов. К сыпучим породам можно отнести пески, гравий, гальку, валуны. Разрушенные породы – это первоначально твердые или связные, которые под воздействием природных или искусственных (техногенная порода) факторов разрушены, превращены в рыхлые. Бурение в рыхлых породах производится в основном с одновременным закреплением стенок скважины, так как стенки неустойчивы, склонны к обвалам и оползням.

Плывучие горные породы, или плывуны, состоят из водонасыщенных песчано-глинистых пород (мелкозернистого песка, супеси, реже – суглинка). Отличительной особенностью плывунов является почти полное отсутствие связей между зернами и, как следствие, плывуны способны легко перемещаться (расплываться). Эти свойства плывуна возрастают при наличии в песке мельчайших глинистых частиц. Плывуны, находясь под давлением, создаваемым весом вышележащих пород, способны подниматься по стволу скважины. Плывуны требуют закрепления стенок скважины.

Трещиноватостью и степенью связности частиц пород определяется степень устойчивости стенок скважины (табл. 3.16).

Породы I группы устойчивости не требуют специальных мер по креплению стенок скважины.

Породы II группы сохраняют устойчивость при соблюдении определенных технологических мер: применение специальных промывочных жидкостей, смазывающих добавок; ограничение скорости выполнения спускоподъемных операций.

Таблица 3.16

Классифнкация горных пород по степени устойчнвости

Группа пород	I	II	III	IV
Степень устойчивости	Устойчивые	Среднеустой-чивые	Малоустойчивые	Неустойчи-вые
Технологическая характеристика устойчивости гориой породы	Практически неразрушаемые гидродинамическими воздействиями и вибрациями бурового снаряда	Разрушаемые гидродинамическими воздействиями и вибрациями бурового снаряда	Легко разрушаемые гидродинамическими воздействиями и вибрациями бурового снаряда	Легко размываемые и разрушаемые
Горная порода по степени трещиноватости и степени связности частиц	Монолитные и слаботрещиноватые	Различной степени трещиноватости, перемежаемые по твердости	Сильнотрещиноватые хрупкие, высокопластичные связные породы	Рыхлые сыпучие
Категория пород по буримости при вращательном бурении	IX-XII	IV-VIII	III-V	I-II

Породы III группы требуют специального крепления обсадными трубами и цементирования пройденного интервала скважины.

При бурении пород IV группы применяют специальные технологические приемы (бурение с одновременным креплением, замораживание грунта и др.). В инженерной геологии, грунтоведении, строительном деле и в практике бурения гидрогеологических скважин обломочные горные породы любого происхождения принято делить на крупнообломочные, песчаные и глинистые.

Крупнообломочные сухие породы содержат более 50 % по массе частиц крупностью более 2 мм; песчаные в сухом состоянии содержат менее 50 % по массе частиц крупностью более 2 мм; глинистые горные породы обладают способностью изменять свойства в зависимости от степени насыщенности водой от вязкотекучего состояния до твердого. Кроме того, глинистые и песчаные породы подразделяют по гранулометрическому составу на дифференцированные виды: суглинок, супесь (таблица 3.17), а также заторфованные породы и торфа.

Таблица 3.17

Классификация глинистых и песчаных горных пород по гранулометрическому составу

Горная порода	Особенности породы	Содержание частиц, % по массе				
		Глинистых 0,002 мм	Пылеватых 0,002-00,05 мм	Песчаных		Гравийных 2-40 мм
				0,05-0,25 мм	0,25-2,0 мм	
Глина	Тяжелая Глина	60 60-30	Не регламентируется			<10
Суглинок	Тяжелый Средний Легкий	30-20 20-15 15-10	Меньше, чем частиц песчаных и гравийных вместе	Не регламентируется		<10
Пылеватый суглинок	Тяжелый Средний Легкий	30-120 20-15 15-10	Больше чем частиц песчаных и гравийных вместе	Не регламентируется		<10
Супесь	Тяжелая крупная Легкая крупная Тяжелая мелкая Легкая мелкая	10-5 5-2 10-5 5-2	<30	- -	>50 <50 	<10
Пылевая супесь	Тяжелая Легкая	10-5 <5	>30	Не регламентируется		<10
Песок	Крупный Средний Мелкий	<2	<10	Частиц крупнее 0,5мм более 50% Частиц крупнее 0,25мм более 50% Частиц крупнее 0,25мм менее 50%		<10
Пылеватый песок	Пылеватый песок	<2	10-30	Не регламентируется		<10
Гравий	Крупный	Не регламентируется		Частиц крупнее 2 мм более 50% Частиц крупнее 4 мм более 35%		
	Мелкий			Частиц крупнее 2 мм более 50% Частиц крупнее 4 мм более 35%		

3.9. Угол естественного откоса

Рыхлая горная порода сохраняет свою форму в свободном состоянии из-за трения частиц, слагающих породу. Сопротивление движению, возникающее при попытке перемещения соприкасающихся частиц породы, находящихся внутри ее массива, называется ***внутренним трением рыхлой горной породы.***

Свободная поверхность откоса рыхлой горной породы сохраняет свой наклон под некоторым углом к горизонтальной плоскости, называемым ***углом естественного откоса*** φ_o (рис. 3.4, табл. 3.18).

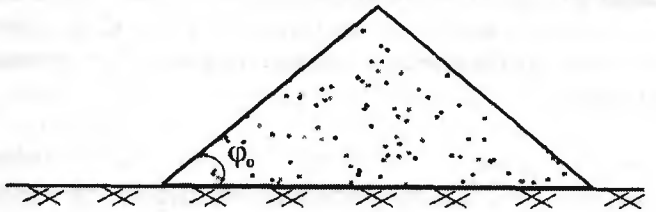


Рис. 3.4. Угол естественного откоса рыхлой горной породы

Угол естественного откоса представляет собой предельное значение угла внутреннего трения: для рыхлых пород пределы прочности при растяжении $\sigma_р$ и сжатии $\sigma_{сж}$, а также сцепление С можно приближенно принять равными нулю.

Угол естественного откоса связан с коэффициентом трения частиц породы и зависит от шероховатости и формы частиц породы, степени их увлажнения, гранулометрического состава, а также от плотности собственно частиц, слагающих рыхлую горную породу.

Таблица 3.18

Средние значения угла естественного откоса

Горная порода	Угол естественного откоса φ_o, градус, для породы		
	сухой	увлажненной	влажной
Почва	40		25
Глина	40	30	20
Песок	30	35	25
Гравий	35-40	35	30
Разрушенные твердые горные породы	32-45	35-48	30-40

Углы естественного откоса песков могут составлять 19° - 37°. Пылеватые увлажненные мелкодисперсные породы (плывуны, болотистый грунт, обводненный лесс) имеют угол естественного откоса, не превышающий 3°-5°.

С увеличением влажности горной породы до некоторого предела (для угля, например, до 14%) угол естественного откоса возрастает (увеличивается сцепление между частицами при незначительном увлажнении), а затем уменьшается. С увеличением крупности и угловатости частиц породы угол естественного откоса увеличивается.

Для рыхлых горных пород в сухом состоянии среднее значение $\varphi_o = 32° - 45°$, для влажных $\varphi_o = 25° - 40°$, для водонасыщенных $\varphi_o = 10° - 25°$.

Некоторые рыхлые породы обладают некоторым сцеплением между частицами и, соответственно, их значения $\sigma_р$, $\sigma_{сж}$ и С не равны нулю. В этом случае угол естественного откоса несколько отличается от угла внутреннего трения.

3.10. Физические свойства горных пород

Под ***физическим свойством*** породы понимают ее реакцию на □ оббыческовоздействие.

Численно каждое физическое свойство породы оценивается одним или несколькими ***параметрами*** (показателями, характеристиками), являющимися количественной мерой свойства.

Среди физических свойств горных пород, играющих наиболее значимую роль в буровом деле, выделяют, в первую очередь, механические и тепловые свойства.

3.10.1. Механические свойства пород

Механические свойства, характеризующие поведение пород при воздействии механических нагрузок, подразделяются на упругие, пластические, прочностные и реологические.

Упругие свойства определяют поведение пород только в пределах упругой зоны, то есть при нагрузках, после снятия которых породы возвращается в исходное состояние.

$$\sigma = \frac{F}{f}, \qquad (3.26)$$

$$\varepsilon = \frac{\Delta \ell}{\ell}, \qquad (3.27)$$

где σ – нормальное напряжение, Па;

F – сила, Н;

f – площадь, $м^2$;

ε - относительная линейная деформация;

$\Delta\ell$ - изменение длины, $\Delta\ell > 0$, м;

ℓ - начальная длина, м.

Пластические свойства пород проявляются при нагрузках, превышающих предел упругости породы, после снятия которых порода уже не полностью восстанавливает исходную форму и размеры.

Прочностные свойства определяют значения разрушающих нагрузок в породах.

Реологические свойства оценивают изменения деформаций, напряжений и механических свойств во времени – при длительных □ оббы□ ствиинагрузок.

Под ***деформацией*** понимают изменение линейных размеров, объема и формы тела горной породы. Деформации, соответствующие нормальным напряжениям, называются ***относительными линейными деформациями*** (рис. 3.5).

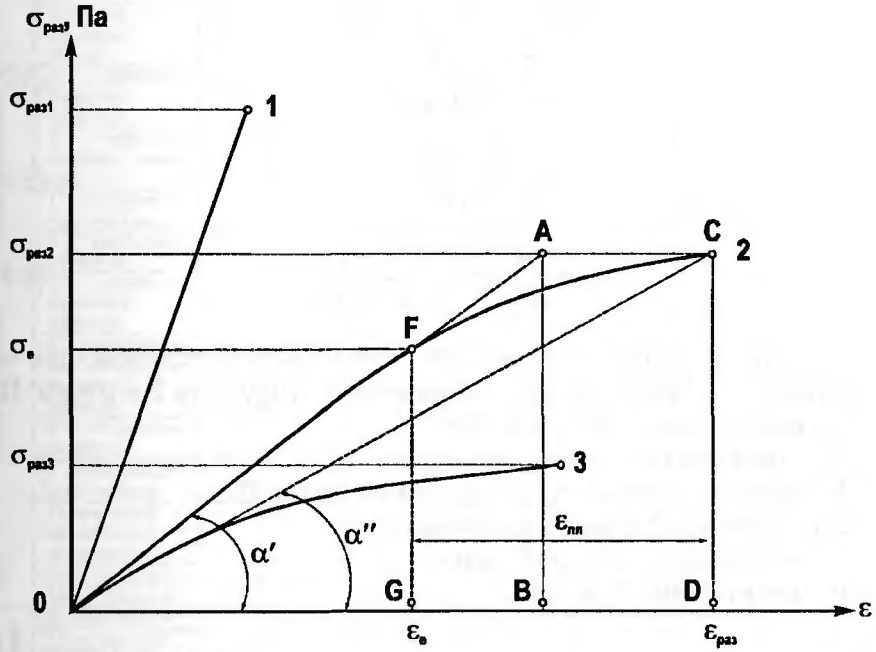


Рис. 3.5. Типичные графики деформации горных пород:

1 – упругохрупкие породы (кварциты); 2 – упругопластичные породы (роговики); 3 – пластичные породы (мраморы); $\sigma_{раз1}$, $\sigma_{раз2}$, $\sigma_{раз3}$ – пределы прочности пород соответственно 1, 2 и 3 –его типов; $\sigma_е$ - условный предел текучести или предел упругости горной породы; $\varepsilon_е$ – упругая деформация; $\varepsilon_{раз}$ – разрушающая деформация породы; $\varepsilon_{пл}$ – пластическая деформация.

Деформации, не приводящие к разрушению, бывают ***упругие*** и ***пластические***. В зависимости от соотношения упругих и пластических деформацией различают ***упругохрупкие*** (пластическая деформации не наблюдаются вплоть до разрушения породы), ***упругопластичные*** (разрушающей деформации предшествует пластическая деформация) и ***пластические*** (упругая деформация не наблюдается) горные породы.

3.10.2. Упругие свойства пород

Для изотропной горной породы справедливы следующие соотношения (см. рис. 3.5):

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} = \frac{9KG}{3K+G} = tg\alpha', \qquad (3.28)$$

$$G = \frac{\tau}{\gamma_{\omega}} = \frac{E}{2(1+\mu)}, \qquad (3.29)$$

$$K = \frac{E}{3(1-2\mu)}, \qquad (3.30)$$

$$\mu = \frac{\Delta d \cdot \ell}{d \cdot \Delta \ell} = \frac{3K-2G}{2(3K+G)}, \qquad (3.31)$$

где E – модуль упругости 1-ого рода, или модуль растяжения, или модуль Юнга, Па; G – модуль сдвига (модуль упругости 2-ого рода) Па;
τ – касательное напряжение, Па;
$\gamma_{сд}$ – деформация сдвига;
K – модуль объемного (всестороннего)сжатия, Па;
Δ d – изменение поперечного размера, м;
d – начальный поперечный размер, м;
μ – коэффициент Пуассона.

Таблица 3.19

Категории осадочных горных пород нефтяных и газовых месторождений по величине модуля Юига [1]

Модуль Юнга Е· 10^{-4}, МПа	Категория пород по модулю Юнга	Модуль Юнга Е· 10^{-4}, МПа	Категория пород по модулю Юнга
≤ 0,25	1	2,5 - -5,0	5
0,25 – -0,5	2	5,0 – -7,5	6
0,5 – -1,0	3	7,5 - -10	7
1,0 - -2,5	4	> 10	8

Значения модуля Юнга осадочных горных пород и категории горных пород по модулю Юнга, характерных для бурения скважин на нефть и газ, приведены в табл. 3.19 и 3.20 соответственно.

Таблица 3.20

Классификация осадочиых горных пород иефтяных и газовых месторождений по модулю Юнга [1]

Горная порода		Модуль Юнга Е· 10^{-4}, МПа							
		≤ 0,25	0,25 – 0,5	0,5 – 1,0	1,0 – 2,5	2,5 – 5,0	5,0 – 7,5	7,5 – 10	> 10
Глинистая	Глина	С.П.							
	Сланцевая глина		СЛ.П						
	Глинистый мергель	П	П						
	Глинистый сланец и аргиллит			СЛ.П.					
	Опаловый глинистый сланец				СЛ.П.	СЛ.П			
Алевролит кварцевый	С глинистым базальным цементом		СЛ.П	СЛ.П	СЛ.П				
	С глинистым поровым цементом		П	П СЛ.П.	СЛ.П				
	С карбонатным базальным цем.			СЛ.П					
	С контактным цементом			П	СЛ.П				
Песчаник кварцевый	С глинистым базальным цементом				СЛ.П				
	С карбонатным или сульфатным базальным цементом				СЛ.П	СЛ.П			
	С контактным цементом		С.П П	С.П П	СЛ.П				
	С регенерационным цементом					П	СЛ.П		
Известняк	Органогенный и органогенно-обломочный			С.П	П СЛ.П	СЛ.П			
	Пелитоморфный			С.П	С.П СЛ.П	СЛ.П			
	Мелкозернистый					СЛ.П			
Доломит	Пелитоморфный				С.П	С.П П	СЛ.П		
	Мелкозернистый						СЛ.П	СЛ.П	СЛ.П
	Среднезернистый					СЛ.П	СЛ.П	СЛ.П	
Сульфатная	Гипс			СЛ.П	СЛ.П				
	Ангидрит				СЛ.П	СЛ.П			
Окремнелая и кремнистая									СЛ.П

Примечание.
Условные обозначения: П – пористые породы; С.П. – сильнопористые породы; СЛ.П. – слабопористые породы.

3.10.3. Пластические и реологические свойства пород

Отношение прироста напряжений в зоне пластических деформаций (до момента разрушения породы) к полной пластической деформации называется ***модулем пластичности*** (см. рис. 3.5):

$$E_{пл} = \frac{\sigma_{раз2} - \sigma_e}{\varepsilon_{пл}}, \qquad (3.32)$$

$$E_{деф} = \frac{\sigma_{раз2}}{\varepsilon_{раз}} = tg\alpha^{11}, \qquad (3.33)$$

где $E_{пл}$ – модуль пластичности, Па;
$E_{деф}$ – модуль полной деформации, Па.

Постепенный рост деформаций породы во времени называется ***ползучестью породы (крипом)***. Значительная ползучесть присуща глинам, аргиллитам, глинистым сланцам.

3.10.4. Прочностные свойства пород

Прочность породы определяется значениями критических напряжений, при которых происходит ее разрушение. Эти напряжения называются пределами прочности. Различают пределы прочности пород при сжатии, растяжении, сдвиге, изгибе и так далее.

Основными прочностными характеристиками горных пород являются предел прочности при сжатии и предел прочности при растяжении.

Пределом прочности при сжатии $\sigma_{сж}$ называется критическое значение одноосного сжимающего напряжения, при котором происходит разрушение породы. Рассчитывается как частное от деления максимальной разрушающей силы, полученной при одноосном раздавливании на прессе образца горной породы (правильной формы), на начальную площадь поперечного сечения образца.

Пределом прочности при растяжении σ_p называется критическое значение одноосного растягивающего напряжения, при котором происходит разрушение породы. Рассчитывается как частное от деления максимальной разрушающей силы, полученной при растяжении образца в разрывной машине, на начальную площадь поперечного сечения.

Разрушение пород имеет либо хрупкий, либо пластичный характер. При хрупком разрушении происходит одновременный отрыв атомов друг от друга по всей плоскости разрыва, на что требуются большие внешние усилия, чем при пластическом разрушении. Мелкие трещины, поры, неоднородности предопределяют преобладающий хрупкий характер разрушения горных пород, поэтому и механизм их разрушения может быть описан посредством ***теории хрупкого разрушения***, разработанной А. Гриффитсом.

$$\sigma_p = \sqrt{\frac{2E \cdot \ell_s}{\pi \ell}}, \qquad (3.34)$$

где σ_p – предел прочности породы при растяжении, Па;
ℓ_s – удельная поверхностная энергия породы, Н/м;
ℓ - половина длины трещины, м.

Теория А. Гриффитса дает для хрупкого разрушения $\sigma_{сж} / \sigma_p = 5 – 17$, что в ряде случаев близко к экспериментальным значениям (табл. 3.21).

Уравнение (3.34) можно распространить и на породы, разрушающиеся в зоне пластической деформации

$$\sigma_p = \sqrt{\frac{2E \cdot (\ell_{sy} - \ell_{sn})}{\pi \ell}}, \qquad (3.35)$$

где ℓ_{sy} и $\ell_{sп}$ – удельные поверхностные энергии соответственно упругого и пластического разрушения, Н/м.

Таблица 3.21

Опытные значения пределов прочиости гориых пород при сжатии и растяжеиии

Горная порода	$\sigma_{сж}$, МПа	σ_p, МПа	$\sigma_{сж} / \sigma_p$
Гранит	141	11	13
Гранито-гнейс	192	9	21
Порфирит	224	17,5	13
Песчаник кварцевый	164	6,6	26
Известняк брекчиевидиый	28	3,0	9

Применительно к горным породам наибольшее распространение получила ***теория прочности Мора***, основанная на зависимости между касательными и нормальными напряжениями в каждой точке тела, находящегося в сложнонапряженном состоянии.

Согласно теории Мора, разрушение наступает тогда, когда либо касательные напряжения τ превысят определенное предельное значение $\tau_{кр}$, величина которого тем больше, чем больше нормальные напряжения σ,

либо при $\tau = 0$ нормальные растягивающие напряжения превысят определенный предел, равный $\sigma_р$.

Связь между касательными и нормальными напряжениями может быть представлена графически с помощью ***кругов напряжений***, которые строятся следующим образом. По оси абсцисс откладывают максимальное и минимальное значения нормальных напряжений, действующих на породу; на разности отрезков, как на диаметре, строят круг (рис. 3.6). Если порода подвергается напряжению вплоть до разрушения, то круг напряжений является максимальным и называется ***предельным кругом напряжений***.

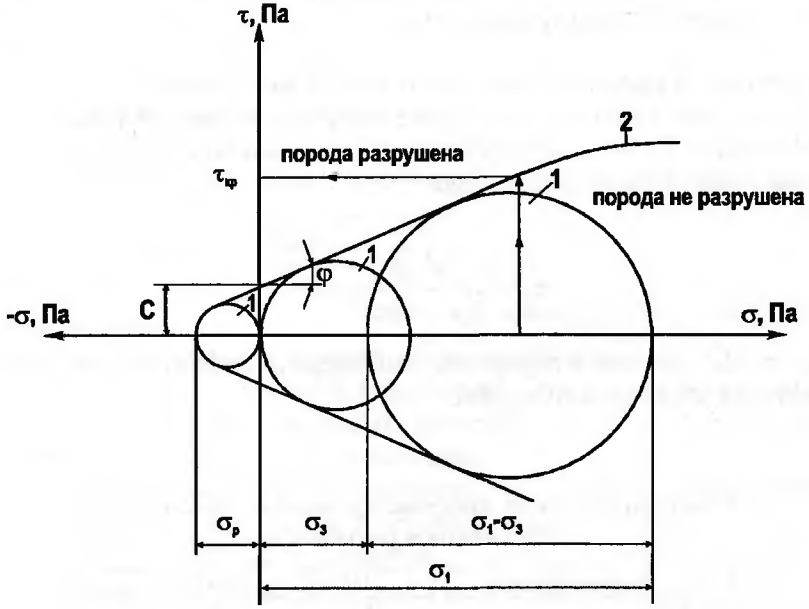


Рис. 3.6. Паспорт прочности горной породы.

1 – предельные круги напряжения; 2 – огибающая предельных кругов напряжений, σ_1 – максимальное значение нормальных сжимающих напряжений; σ_3 – минимальное значение нормальных сжимающих напряжений; φ – угол внутреннего трения; С – сцепление горной породы.

Огибающая предельных кругов напряжений характеризует предельное напряженное состояние породы в момент ее разрушения и носит название ***паспорта прочности горных пород***.

Теория Мора наиболее полно согласуется с экспериментальными данными о прочности образцов горных пород.

Паспорт прочности может быть представлен аналитически в виде уравнения параболы

$$\tau_{кр} = \sqrt{(\sigma_р + \sigma)[2\sigma_р - 2\sqrt{\sigma_р(\sigma_р + \sigma_{сж})} + \sigma_{сж}]} \qquad (3.36)$$

или приближенно в виде уравнения прямой линии, называемого уравнением К.Кулона (1773 г.):

$$\tau_{кр} = \tau_0 + \sigma \cdot tg\varphi \qquad (3.37)$$

где $\tau_{кр}$ – предельное значение касательного напряжения, Па;

τ_0 – предел прочности породы при срезе в условиях отсутствия нормальных напряжений, называемый ***сцеплением горной породы*** ***С***, Па;

φ – ***угол внутреннего трения*** горной породы, для трещиноватых пород $\varphi = 10° - 60°$;

$tg\,\varphi$ – коэффициент внутреннего трения для большинства пород $tg\,\varphi = 0{,}2 - 2$.

В соответствии с (3.36) для связных и твердых пород можно получить

$$C = B \cdot \sigma_р, \qquad (3.38)$$

$$\varphi = 2\left(arctg\frac{B+2}{2} - 45°\right), \qquad (3.39)$$

$$B = \sqrt{\frac{\sigma_{сж}}{\sigma_р} + 1} - 1, \qquad (3.40)$$

Для рыхлых горных пород, в которых сцеплением можно пренебречь

$$\tau_{кр} = \sigma \cdot tg\varphi_o, \qquad (3.41)$$

где φ_o – угол естественного откоса, при $\sigma_р = \sigma_{сж} = \sigma_3 = C = 0$, $\varphi_o = \varphi$.

Основные показатели механических свойств горных пород и минералов приведены выше, а также в табл. 3.22 и 3.23.

3.10.5. Тепловые свойства

Теплоемкость горной породы показывает, какое количество теплоты следует сообщить породе, чтобы ее температура изменилась на 1 К. Теплоемкость единицы массы породы называется ***удельной теплоемкостью с*** (изобарная и изохорная удельные теплоемкости твердых, а также жидких тел примерно равны), единицы объема – ***объемной теплоемкостью ρc.***

Для большинства минералов и горных пород с ≈ 0,4 – 2 кДж/ (кг· К). Объемная теплоемкость большинства минералов ρс = 1,5 – 3 МДж/(м^3 К).

Объемная теплоемкость сухой пористой горной породы может определяться без учета теплоемкости воздуха, заполняющего поры (она сравнительно мала):

$$\rho c \approx \rho_{ск} \cdot c_{ск}(1 - 0{,}01П), \qquad (3.42)$$

где $\rho_{ск}$ и $c_{ск}$ – плотность и удельная теплоемкость скелета породы соответственно;

П – пористость породы (см.табл. 3.9).

Таблица 3.22

Средние значения показателей механических свойств минералов

Минералы	Относительная плотность ρ'	Модуль Юнга E, Гпа	Коэффициент Пуассона μ	Предел прочности при сжатии $\sigma_{сж}$, МПа	Предел прочности при растяжении $\sigma_р$, МПа
Альбит	2,64	75	0,32	110	10
Ангидрит	2,90	76	0,32	44	6
Апатит	3,29	78	0,26	55	3
Биотит	2,93	69	0,28		3
Галит	2,15	32,5	0,26	32	4
Гематит	5,10	212	0,14	60	6
Гипс	2,32	80	0,30	40	6
Диопсид	3,27	160	0,35	89	12
Доломит	2,97	80	0,38	90	11
Кальцит	2,78	83	0,30	16	4
Кварц	2,66	96	0,08	400	21
Корунд	4,03	440	0,22	500	20
Каолинит	2,60	5	0,45	1	2
Лабрадор	2,70	88	0,28	200	18
Магнетит	4,70	105	0,20	52	14
Магнезит	2,85	8	0,35	40	2
Микроклин	2,60	76	0,30	120	12
Нефелин	2,60	73	0,25	110	11
Оливин	3,20	210	0,24	220	14
Олигоклаз	2,67	75	0,30	130	14
Ортоклаз	2,54	63	0,29		
Пирит	5,00	140	0,19	128	16
Роговая обманка	3,25	82	0,27	94	9
Серпентин	2,60	50	0,26	68	9
Сфалерит	3,70	80	0,17	20	12
Тальк	2,90	35	0,40	28	8
Флюорит	3,15	100	0,29	40	8
Халцедон	2,60	88	0,30	180	21
Хлорит	2,87	65	0,22	41	7
Хромит	4,70	120	0,20	104	11

Таблица 3.23

Средние значения упругих параметров минералов

Минералы	Модуль сдвига G, Гпа	Модуль объемного сжатия K, Гпа	Минералы	Модуль сдвига G, Гпа	Модуль объемного сжатия K, Гпа
Авгит	58	95	Мусковит	32	33
Альбит	30	55	Магнетит	92	161
Биотит	28	51	Микроклин	29	56
Алмаз	96	145	Нефелин	31	51
Галит	15	25	Ортоклаз	24	52
Гематит	93	100	Пирит	125	116
Диопсид	94	114	Роговая обманка	43	82
Кварц	44	37			
Кальцит	33	72	Флюорит	42	89
Корунд	179	277	Флогопит	27	56
Лабрадор	35	79	Эгирин	58	112

Удельная теплоемкость непористой горной породы может определяться как среднее взвешенное значение.

$$c = \frac{\sum_{i=1}^{n} c_i \cdot m_i}{m}, \qquad (3.43)$$

где c_i и m_i – удельная теплоемкость и масса компонента в составе породы соответственно;

m – масса породы, кг.

Теплопроводность, или контактный теплообмен – это процесс передачи теплоты за счет столкновений микрочастиц (атомов, молекул, электронов). В пористых телах теплопроводность сопровождается конвекцией и излучением в порах тела. Большинство минералов и горных пород имеют ***коэффициенты теплопроводности.*** $\lambda_т \approx 0{,}1 - 7$ Вт/ (м·К). У рудных минералов $\lambda_т$ достигает 30 – 40 Вт/ (м·К). Исключительно высокое значение коэффициента теплопроводности (практически самое высокое среди всех существующих естественных и искусственных материалов) имеет алмаз: $\lambda_т \approx 219 - 856$ Вт/ (м·К) (в зависимости от кристаллографического направления). Для кварца $\lambda_т \approx 7 - 12$ Вт/ (м·К). Коэффициенты теплопроводности пористых пород зависят от соответствующих коэффициентов компонентов, заполняющих поровое пространство (табл. 3.24).

Так как коэффициент теплопроводности воздуха очень мал, то $\lambda_т$ сухих пористых пород всегда ниже $\lambda_т$ непористых пород. Так, коэффициент теплопроводности сухого песка в 6 – 7 раз меньше $\lambda_т$ прочного песчаника.

Температуропроводность характеризует скорость распространения изотермической поверхности в породе и представляет собой частное от деления коэффициента теплопроводности на объемную теплоемкость.

В среднем температуропроводность горных пород $a \approx 10^{-7} - 10^{-6}$ м^2 / с. С увеличением пористости пород их температуропроводность снижается. Связь между повышением температуры и удлинением образца породы характеризует ***коэффициент линейного теплового расширения*** α_T, который вычисляют по формуле

$$\alpha_T = \frac{\Delta \ell}{\ell \cdot \Delta T}, \qquad (3.44)$$

где ℓ - первоначальная длина образца, м;
$\Delta\ell$ - изменение длины образца, м;
ΔT – изменение температуры, К.

Таблица 3.24

Показатели тепловых свойств компоиеитов, заполняющих поровое пространство породы

Компонент	Коэффициент теплопроводности $\lambda_т$, Вт/ (м·К)	Удельная теплоемкость при t = 0°С, Р = 1 атс, кДж/ (кгК) (в числители – изобарная, в знаменатели – изохорная)
Лед	2,33	2,09 / 2,09
Вода	0,55 – 0,6	4,22 / 4,22
Воздух	0,024 – 0,026	1,00 / 0,72

Связь между повышением температуры и увеличением объема породы характеризуется ***коэффициентом объемного теплового расширения*** γ_T

$$\gamma_T = \frac{\Delta V}{V \cdot \Delta T}, \qquad (3.45)$$

где V – первоначальный объем, м^3;
ΔV – изменение объема, м^3.

Для большинства минералов $\alpha_т \approx 10^{-6} - 10^{-4}$ К$^{-1}$. Для большинства пород $\alpha_т \approx 10^{-6} - 10^{-5}$ К$^{-1}$. Для андезитов и диоритов $\alpha_т \approx (5 - 9)\ 10^{-6}$ К$^{-1}$, для габбро и диабазов $\alpha_т \approx (4{,}5 - 6{,}5) 10^{-6}$ К$^{-1}$.

В среднем $\gamma_т \approx 3\ \alpha_т$. Для кварцитов $\gamma_т = 1{,}1 \cdot 10^{-5}$ К$^{-1}$, для гранитов $\gamma_т = 0{,}8 \cdot 10^{-5}$ К$^{-1}$. У многих кристаллов и слоистых пород $\gamma_т \neq 3\ \alpha_т$. У диопсида $\gamma_т \approx 1{,}5\ \alpha_т$, у роговой обманки $\gamma_т \approx 2{,}5\ \alpha_т$.

Таблица 3.25

Средние зиачения тепловых параметров минералов

Минерал	Коэффициент теплопроводности $\lambda_т$, Вт/ (м·К)	Удельная теплоемкость с, кДж/(кгК)	Коэффициент линейного расширения $\alpha_т \cdot 10^{-5}$, К$^{-1}$.
Альбит	2,4	0,75	0,8
Ангидрит	4,6	0,50	1,8
Апатит	1,4	0,70	1,7
Биотит	1,6	0,77	
Галит	5,3	0,86	4,0
Гематит	11,2	0,63	0,8
Гипс	1,1	1,10	2,4
Диопсид	4,1	0,65	1,6
Доломит	3,0	0,86	0,9
Кальцит	3,9	0,79	1,3
Кварц	7,0	0,85	1,3
Корунд	7,0	0,50	0,59
Каолинит	0,9	0,92	
Лабрадор		0,83	
Магнетит	4,7	0,60	1,6
Магнезит	1,9	0,88	
Микроклин	3,9	0,69	1,2
Нефелин	2,6	0,79	1,0
Оливин	4,0	0,75	0,8
Олигоклаз	2,2	0,79	0,9
Ортоклаз	4,1	0,62	0,2
Пирит	38,8	0,50	3,2
Роговая обманка	3,0	0,67	0,9
Серпентин	2,9	0,65	4,0
Сфалерит	26,4	0,59	0,6
Тальк	3,0	0,70	0,4
Флюорит	4,0	0,78	1,96
Халцедон	1,8	0,90	1,36
Хлорит	2,87	0,60	0,8
Хромит	4,2	0,62	1,2

Для пористых горных пород

$$\gamma_T = \gamma_{Tск} \sqrt{1 - 0{,}01П}, \qquad (3.46)$$

где $\gamma_{тск}$ – коэффициент объемного теплового расширения скелета породы, К$^{-1}$;

П – пористость породы (см. табл. 3.9).

Таблица 3.26

Средние значения тепловых параметров горных пород

Минералы и породы	Коэффициент теплопроводности $\lambda_т$, Вт/ (м·К)	Удельная теплоемкость с, кДж/(кгК)	Коэффициент линейного расширения $\alpha_т \cdot 10^{-5}$, $К^{-1}$.
Антрацит	0,4	0,96	
Базальт	2,9 -4,3	0,63-0,88	0,54
Габбро	2,0	0,17	
Гнейс	1,6-3,4	0,17	
Гранит	2,2-4,1	0,54-0,79	0,6-0,9
Диабаз	3,4	0,17	0,54
Известняк	1,0-2,3	0,67-1,04	0,5-0,89
Кварцит	6,3	0,21	1,1
Мрамор	1,3	0,42	0,3-1,5
Перидотит	3,2	0,67	0,45
Песчаник	1,3-4,2	0,81	0,5-1,2
Роговик мартитовый	4,3-4,8	0,58-1,04	
Сланец глинистый	1,5-2,2	0,75-0,81	0,9
Уголь каменный	0,5-0,9	1,30	
Уголь бурый	0,24	1,13	

Таблица 3.27

Температура $T_{пл}$ и теплота $Q_{пл}$ плавления минералов и пород

Минералы и породы	$T_{пл}$, К	$Q_{пл}$, кДж/кг	Минералы и породы	$T_{пл}$, К	$Q_{пл}$, кДж/кг
Ангидрит	1570	201	Куприт	1500	390
Аурипигмент	573		Лед	273	336
Анортит	1780	440	Магнетит	2100	
Альбит	1380	203	Молибденит	1070	
Амфибол	1330		Нефелин	1800	
Барит	1853	174	Ортоклаз	1440	
Берилл	1683		Оливин	1630	
Галит	1800	530	Пирротин	1430	
Галенит	1458	73	Рутил	1910	597
Графит	3813		Родонит	1595	
Кальцит	1600		Реальгар	570	
Киноварь	700		Сфалерит	1290	390
Корунд	2320	1070	Стибнит	820	123
Кварц	1710		Тенорит	1720	148
Карналлит	400		Халькозин	1370	
Карборунд	2970		Флюорит	1665	220

Таблица 3.28

Температура термических превращений минералов

Минерал	Изменения	Температура, К
Арагонит	Диссоциация	1170
Арсенопирит	Возгонка	950
Боксит	Дегидратация	570
Глауконит	Дегидратация	830
Доломит	Диссоциация	1170
Кальцит	Диссоциация	1170
Каолинит	Дегидратация	820
	Перестройка решетки	1230
Кварц	То же	846
Магнетит	Точка Кюри	850
	Разложение	1810
Магнезит	Диссоциация	820
Мусковит	Потеря конституционной воды	770
Пирротин	Разложение	970
Сепиолит	Потеря адсорбционной воды	400
	Потеря конституционной воды	1120
Сидерит	Диссоциация	670
Сера	Переход из ромбической в моноклинную	370
Халькозин	Перестройка решетки	380

Термические напряжения в горных породах возникают либо за счет неоднородного нагрева породы, либо из-за различия в значениях коэффициентов теплового расширения и упругих свойств слагающих породу компонентов.

Если нагреваемый объем породы имеет возможность изменить линейный размер, то

$$\sigma_T = \alpha_T \Delta T \frac{E_o \cdot E_н}{E_o + E_н} \qquad (3.47)$$

Если возможности расширения отсутствуют

$$\sigma_T = \gamma_T \Delta T \frac{K_o \cdot K_н}{K_o + K_н}, \qquad (3.48)$$

где $\sigma_т$ – термическое напряжение в горной породе, Па;

E_o и $E_н$ – модули Юнга ненагретого и нагретого объемов породы, Па;

K_o и $K_н$ – модули объемного сжатия ненагретого и нагретого объемов породы соответственно, Па.

При воздействии теплового потока на породу различаются следующие эффекты:

- высушивание породы;
- изменение агрегатного состояния;
- полиморфные превращения минералов;
- дегидратация – удаление химически связанной воды;
- диссоциация – разрушение минералов с выделением газов;
- окислительно-восстановительные процессы.

Значение температуры и теплоты, при которых происходит, те или иные превращения являются физическими характеристиками минералов и горных пород.

Основные показатели тепловых свойств минералов и горных пород приведены в табл. 3.25 – 3.28.

3.11. Технологические свойства горных пород

Свойства пород и соответствующие им параметры, характеризующие реакцию пород на воздействие определенных инструментов (например, буровых), механизмов или технологических процессов, называют ***технологическими***. Показатели технологических свойств с увеличением влажности пород могут снижаться.

Крепость – это характеристика сопротивляемости пород их технологическому разрушению. Понятие введено М.М. Протодьяконовым (старшим), который для количественной оценки предложил коэффициент крепости f, в первом приближении пропорциональный пределу прочности породы при сжатии $\sigma_{сж}$:

$$f \approx 10^{-7} \cdot \sigma_{сж}, \qquad (3.49)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности породы на сжатие, Па.

Более точное выражение следующее

$$f = 0{,}33 \cdot 10^{-7} \cdot \sigma_{сж} + 0{,}58 \cdot 10^{-3} \sqrt{\sigma_{сж}}, \qquad (3.50)$$

По шкале крепости (табл. 3.29) все горные породы подразделены на 10 категорий. К первой категории относятся породы, имеющие наивысшую степень крепости (f = 20), к десятой – наиболее слабые плывучие породы (f = 0,3).

Среди всех геологических горных пород наивысшим пределом прочности обладает такая порода как нефрит. Для нефрита $\sigma_{сж} \geq 1000$ МПа, следовательно $f \geq 100$.

Таблица 3.29

Классификация горных пород по крепости (по М.М. Протодьяконову)

Категория по крепости	Степень крепости пород	Горная порода	Коэф крепости f
I	В высшей степени крепкие	Наиболее крепкие, плотные и вязкие кварциты и базальты. Исключительные по крепости другие породы	20
II	Очень крепкие	Очень крепкие гранитные породы, кварцевый порфир, очень крепкий гранит, кремнистый сланец. Менее крепкие, чем указано выше, кварциты. Самые крепкие песчаники и известняки. Очень крепкие железные руды	15
III	Крепкие	Гранит (плотный) и гранитовые породы. Очень крепкие песчаники и известняки. Кварцевые рудные жилы. Крепкий конгломерат	10
IIIa	То же	Известняки (крепкие). Некрепкий гранит. Крепкие песчаники. Крепкий мрамор. Доломит. Колчеданы	8
IV	Довольно крепкие	Кварцит с трещинами. Обыкновенный песчаник. Железные руды (средней крепости)	6
Iva	То же	Песчанистые сланцы. Сланцевые песчаники	5
V	Средние	Крепкий глинистый сланец. Некрепкий песчаник и известняк. Мягкий конгломерат	4
Va	Средние	Различные сланцы (некрепкие). Плотный мергель	3
VI	Довольно мягкие	Магнитный сланец. Очень мягкий известняк, мел, □ оменная соль, гипс, мерзлый грунт, антрацит. Обыкновенный мергель. Разрушеный песчаник, сцементированная галька и каменистый грунт	2
VIa	То же	Щебенистый грунт. Разрушенный сланец, слежавшаяся галька и щебень, крепкий камениый уголь. Отвердевшая глина	1,5
VII	Мягкие	Глина (плотная). Мягкий каменный уголь. Крепкий нанос. Глинистый грунт	1,0
VIIa	То же	Легкая песчанистая глина. Лесс, гравий	0,8
VIII	Землисты	Растительная земля. Торф. Легкий суглинок. Сырой песок	0,6
IX	Сыпучие	Песок осыпь. Мелкий гравий. Насыпная земля. □ оббытый уголь	0,5
X	Плывучие	Плывуны. Болотистый грунт. Разжиженный лесс и другие разжиженные грунты	0,3

Так как коэффициент крепости f в наибольшей степени отражает разрушение породы от сжимающих нагрузок, а в реальных условиях бурения скважин часто используются растягивающие и скалывающие усилия, то возникает необходимость использования иных показателей сопротивляемости технологическому разрушению.

Технологическим показателем пластичности является ***коэффициент пластичности*** $k_{пл}$, а хрупкости – ***коэффициент хрупкости*** $k_{хр}$ (см. рис. 3.5, формулу 3.33)

$$k_{пл} = \frac{S_{OFCD}}{S_{OAB}} = \frac{2E}{E_{деф}} - 1 = \frac{2tg\alpha^{I}}{tg\alpha^{II}} - 1, \qquad (3.51)$$

$$k_{xp} = \frac{S_{OFG}}{S_{OFCD}} \le 1, \qquad (3.52)$$

где S – площадь соответствующей фигуры, м^2.

Технологическим показателем работы разрушения выступает ***удельная контактная работа разрушения***, представляющая собой отношение общей работы, затраченной на деформацию и разрушение породы при вдавливании штампа, к площади контакта штампа с породой.

Условный предел текучести (предел упругости) – это напряжение в горной породе при вдавливании штампа, когда упругая деформация переходит в пластическую. Рассчитывается как частное от деления силы, соответствующей пределу текучести на площадь штампа.

Коэффициенты хрупкости и пластичности.а также удельная контактная работа разрушения и пределы текучести горных пород представлены в табл. 3.30 – 3.33.

Таблица 3.30

Средние значения параметров технологических свойств горных пород [77]

Горная порода	Предел прочности при сжатии $\sigma_{сж}$, МПа	Коэф. хрупкости $k_{хр}$	Коэф. пластичности $k_{пл}$	Контактная твердость $p_к$, МПа
Апатит	142	0,29	2,1	1380
Габбро	185	0,25	2,7	2820
Гранит биотитовый	186	0,24	2,8	2030
Джеспилит	313	0,39	1,9	6240
Диорит-порфирит	256	0,25	2,4	2570
Известняк мраморизованный	163	0,23	3,0	1690
Известняк пелитоморфный	193	0,24	3,95	1340
Кварцит железистый (КМА)	280	0,38	2,5	6740
Лабрадорит	165	0,25	3,38	1580
Мартитовая руда	56	0,20	2,14	380
Мрамор белый	95	0,13	3,0	1115
Мрамор серый	100	0,19	2,88	725
Песчаник кварцитовый слабосцементированный	170	0,34	2,14	1620
Песчаник (Донбасс)	190	0,23	2,66	1830
Скарн (Тырныауз)	290	0,37	2,0	4944
Уртит	170	0,27	2,7	1940

Таблица 3.31

Классификация осадочных гориых пород нефтяных и газовых месторождений по величине коэффициента пластичности

Горная порода		Категория по величине коэффициента пластичности					
		1	2	3	4	5	6
		Коэффициент пластичности					
		1	>1—2	2-3	3—4	4-6	6- ∞
Глинистая	глина						С.П. / СЛ.П.
	сланцевая глина		СЛ.П				
	глинистый мергель						П
	глинистый сланец и аргиллит		СЛ.П	СЛ.П	СЛ.П		
	опаловый глинистый сланец			СЛ. П			
Алевролит кварцевый	с глинистым базальным цементом		СЛ.П	СЛ.П			
	с глинистым поровым цементом		П / СЛ.П				
	с карбонатным базальным цементом			СЛ. П			
	с контактным цементом		П	П	П	П	
Песчаник кварцевый	с глинистым базальным цементом		СЛ.П	СЛ. П			
	с карбонатным или сульфатным базальным цементом		СЛ.П	СЛ.П			
	с контактиым цементом		СЛ.П / П	СЛ.П. / П	СЛ. П / П	СЛ.П / П	
	с регенерацнонным цементом	СЛ.П					
Известняк	органогениый и органогеино-обломочный			СЛ. П	СЛ. П	П	С.П
	пелитоморфный			СЛ. П	СЛ. П	СЛ. П	С.П
	мелкозернистый			СЛ.П	СЛ. П	П.	П.
Доломит	пелитоморфный			СЛ. П	СЛ. П	СЛ. П	П
	мелкозернистый		СЛ.П	СЛ. П	СЛ. П	П	С.П
	среднезернистый		СЛ.П	СЛ. П			
Сульфатная	гипс			СЛ. П	СЛ. П		
	ангидрит			СЛ. П	СЛ. П		
Окремнелая и кремнистая		СЛ.П	СЛ.П	СЛ. П			

Примечание.
Условные обозначения: П – пористые породы; С.П – сильнопористые породы; СЛ.П – слабопористые породы.

Таблица 3.32

Классификация осадочных гориых пород иефтяиых и газовых месторождеиий по величине предела текучести

Горная порода		Группа											
		I				II				III			
		категория по величине предела текучести											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		предел текучести, МПа											
		≤100	100-250	250-500	500-1000	1000-1500	1500-2000	2000-3000	3000-4000	4000-5000	5000-6000	6000-7000	>7000
Глинистая	глина	с.п сл.п											
	сланцевая глина		сл.п										
	глинистый мергель	с.п											
	глинистый сланец и аргиллит		сл.п	сл.п									
	опаловый глинистый сланец				сл.п								
Алевролит кварцевый	с глинистым базальным цементом			сл.п	сл.п								
	с глинистым поровым цементом			с.п	сл.п								
	с карбонатным базальным цементом			сл.п									
	с контактным цементом			с.п	сл.п	сл.п							
Песчаник кварцевый	с глинистым базальным цементом			сл.п									
	с карбонатным и сульфатным базальным цементом					сл.п	сл.п						
	с контактным цементом		с.п п	с.п п	сл.п	сл.п	сл.п						
	с регенерационным цементом						с.п	с.п	сл.п	сл.п			
Известняк	органогенный и органогенно-обломочный	с.п	с.п	п	сл.п								
	пелитоморфный		с.п	с.п	сл.п								
	мелкозернистый		с.п	сл.п	сл.п								
Доломит	пелитоморфный				с.п п	п	сл.п						
	мелкозернистый				с.п п	п	сл.п	сл.п					
	среднезернистый						сл.п						
Сульфатная	гипс		сл.п	сл.п сл.п									
	ангидрит			сл.п	сл.п								
Окремнелая и кремнистая									сл.п	сл.п	сл.п	сл.п	

См.примечание на с.73.

Таблица 3.33

Классификация осадочных гориых пород нефтяных и газовых месторождеиий по величине удельной контактной работы разрушения

Горная порода		Удельная контактная работа, Дж/см^2							
		≤2,5	2,5-5	5—10	10—20	20—30	30-50	50-80	>80
Глинистая	Глина				с. п		сл. п	сл. п	
	Сланцевая глина	сл.п							
	глинистый мергель							п	п
	глинистый сланец и аргиллит		сл.п	сл. п					
	опаловый глинистый сланец				сл. п				
Алевролит кварцевый	с глиииистым базальным цементом		сл. п	сл.п	сл. п				
	с глинистым поровым цементом		сл. п	сл. п					
	с карбонатным базальным цементом			сл. п	сл. п				
	с контактным цементом			п					
Песчаник кварцевый	с глинистым базальным цементом		сл.п.						
	с карбонатным или сульфатным базальным цементом					сл. п	сл. п		
	с контактным цементом		с. п п						
	с регеиерационным цементом					п сл. п			
Известняк	органогенный и органогеино-обломочный			сл. п	сл. п	сл. п п	п с. п	с. п.	
	пелитоморфный			сл. п	сл.п	сл.п			с. п
	мелкозернистый			сл. п	сл. п	сл. п			с. п
Доломит	пелитоморфный				сл. п	сл.п			с. п
	мелкозернистый			сл. п	сл. п	сл .п	сл. п п	п	с.п.
	среднезернистый			сл.п	сл. п				
Сульфатная	гипс	сл. п	сл. п						
	ангидрит			сл.п					
Окремнелая и кремнистая						сл. п	сл. п	сл. п	сл. п

См.примечание на с.73.

Твердость определяет сопротивляемость внедрению острого инструмента, то есть представляет собой местную прочность на вдавливание (царапание).

Твердость неоднородных горных пород (например, полиминеральных) есть агрегатная твердость. Величина твердости зависит от метода и условий испытания и поэтому не является универсальной физической постоянной породы.

Твердость есть тот вид прочности, который преодолевают рабочие элементы породоразрушающих инструментов при внедрении в породу в процессе бурения. Твердость является главной прочностной характеристикой горных пород при их разрушении в процессе бурения.

Синтетические алмазы, как правило, немного уступают по твердости природным, не превышают по твердости такие сверхтвердые синтетические материалы, как различные нитриды бора BN, алмазно-твердосплавные композиты, карборунд SiC, нитрид кремния Si_3N_4, оксид циркония ZrO_2, различные виды керамики.

Для определения твердости пород наибольшее распространение получил метод, основанный на статическом (при постепенном увеличении нагрузки) вдавливании в породу штампа.

Метод определения статической твердости по штампу $p_ш$ (твердости по Шрейнеру) был разработан Л.А. Шрейнером.

В зависимости от механизма разрушения, развивающегося при вдавливании штампа, Л.А. Шрейнер разделил все горные породы на три класса: 1 – упруго-хрупкие и хрупкие породы (гранит, кварцит, джеспилит), в которых при вдавливании штампа происходят только упругие деформации, завершающиеся мгновенным хрупким разрушением; 2 – упруго-пластичные и пластично-хрупкие породы (мрамор, известняк, песчаник), в которых при вдавливании штампа происходят вначале упругие (обратимые) деформации, а затем пластические деформации, завершающиеся мгновенным разрушением породы; 3 – высокопластичные (глина, каменная соль) и сильнопористые породы (пемза, пористый известняк), в которых лунка разрушения вокруг штампа не образуется, хрупкого разрушения не происходит.

Для пород 1 и 2-ого класса

$$p_ш = \frac{F}{S_ш}, \qquad (3.53)$$

где F – сила, действующая на гладкую поверхность породы со стороны штампа, при которой прекращаются упругие и пластические деформации, завершающиеся хрупким разрушением породы под штампом, Н;

$S_ш$ – рабочая площадь основания цилиндрического штампа, $м^2$.

Для пород 3-его класса определить твердость по (3.53) нельзя. За меру твердости для пород этого класса принят условный предел текучести (см. табл. 3.32).

Классификации горных пород по статической твердости по штампу приведены в табл. 3.34 и 3.35.

Твердость пород по штампу всегда выше предела прочности при одноосном сжатии $\sigma_{сж}$, так как в процесс сжатия породы под штампом более соответствует всестороннему (объемному) сжатию.

$$p_ш = k \cdot \sigma_{сж}, \qquad (3.54)$$

где $k \approx 5 - 20$.

Величина твердости породы по штампу в сравнении с отношением осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент $C_{ос}$ к общей площади контакта рабочих элементов породоразрушающего инструмента с породой f, определяет вид разрушения пород.

При $C_{ос}/f > p_ш$ наблюдается выгодное объемное разрушение породы. При $C_{ос}/f < p_ш$ разрушение может быть либо поверхностным (малоэффективное), либо усталостным (также малоэффективное).

Под ***вязкостью*** пород понимается сопротивление породы силам, стремящимся разъединить ее частицы. Общепризнанного метода определения вязкости пород не существует.

Таблица 3.34

Классификационная шкала горных пород по величине статической твердости по штампу

Группа горных пород по твердости	Категория горной породы по твердости $p_ш$	Статическая твердость по штампу $p_ш$, МПа	
		от	до
I Мягкие	1	0	100
	2	100	250
	3	250	500
II Средние	4	500	1000
	5	1000	1500
III Твердые	6	1500	2000
	7	2000	3000
IV Крепкие	8	3000	4000
	9	4000	5000
V Очень крепкие	10	5000	6000
	11	6000	7000
	12	> 7000	

Таблица 3.35

Классификация осадочных горных пород нефтяных и газовых месторождений по величине твердости по штампу

Горная порода		Группа по твердости $p_ш$											
		I				II				III			
		Категория по твердости $p_ш$											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		Статическая твердость по штампу $p_ш$, МПа											
		≤100	100-250	250-500	500-1000	1000-1500	1500-2000	2000-3000	3000-4000	4000-5000	5000-6000	6000-7000	>7000
Глинистая	глина	с.п сл.п											
	сланцевая глина		сл.п										
	глинистый мергель	с.п	с.п										
	глинистый сланец и аргиллит			сл.п	сл.п								
					П								
	опаловый глинистый сланец					сл.п	сл.п						
Алевролит кварцевый	с глинистым базальным цементом			сл.п	сл.п								
	с глинистым поровым цементом			п	п	сл.п							
	с карбонатным базальным цементом				сл.п	сл.п							
	с контактным цементом				п	сл.п	сл.п						
Песчаник кварцевый	с глинистым базальным цементом				сл.п								
	с карбонатным или сульфатным базальным цементом						сл.п	сл.п					—
	с контактным цементом		сл.п	с.п	п	сл.п	сл.п						
	с регенерационным цементом							п	сл.п	сл.п			
Известняк	органогенный и органогенно-обломочный	с.п	с.п	с.п	п	сл.п	сл.п						
	пелитоморфный		с.п	с.п	п	сл.п	сл.п						
	мелкозерн.		с.п	с.п	п	сл.п	сл.п						
Доломит	пелитоморфный			с.п	с.п	п	п	сл.п					
	мелкозерн.		с.п	с.п	с.п	п	п	сл.п					
	среднезернистый							сл.п					
Сульфатная	гипс			сл.п	сл.п								
	ангидрит				сл.п	сл.п							

См.примечание на с.73.

Абразивность характеризует способность пород изнашивать при трении инструмент. Основные петрографические характеристики горных пород, влияющие на их абразивную способность, следующие:

- твердость зерен породы. Чем она больше, тем выше абразивность породы (твердость минералов – см. выше). Агрегатные твердости (по штампу и контактная) не могут служить показателями абразивности породы.

- прочность связи между зернами породы. Ее влияние двояко. С увеличением прочности связи абразивность породы может как падать, так и увеличиваться.

- форма зерен породы. Остроугольные зерна более абразивны, окатанные – менее.

- размер зерен. Крупные зерна создают большую шероховатость поверхности и более абразивны.

- пористость породы. С увеличением пористости абразивность увеличивается.

- степень неоднородности пород. При равной агрегатной твердости полиминеральные породы (например, гранит с кварцем) более абразивны, чем мономинеральные (например, кварцит).

- влажность пород. Способна понижать абразивность.

Единого однозначного способа определения абразивности горных пород, полностью удовлетворяющего практике бурового дела, не существует. Наибольшее распространение получили следующие методы определения абразивных свойств и классификации горных пород по абразивности:

- метод Л.И. Барона и А.В. Кузнецова. Определяется весовой износ торца вращающегося эталонного стержня из стали-серебрянки, прижатого к необработанной поверхности породы (таблица 3.36).

- метод Н.И. Любимова. Определяется весовой износ свинцовых шариков, трущихся о шлам горной породы (таблица 3.37).

- метод Л.А. Шрейнера, П.С. Баландина и А.И. Спивака. Определяется объемный износ эталонного кольца (диска), выполненного из стали У8 или твердого сплава ВК-15, вращающегося и прижатого к шлифованной поверхности испытуемой породы (табл. 3.38). Рассчитывается относительная абразивность, показывающая во сколько раз абразивность данной горной породы выше абразивности гипса, принятой за единицу.

- обобщенная классификация абразивности горных пород нефтяных и газовых месторождений ВНИИБТ. Для определения категории по абразивности геологический разрез расчленяется на интервалы по литологическим типам пород, для которых оценивается категория их твердости (табл. 3.39).

К наиболее абразивным, по-видимому, следует отнести полиминеральные породы, содержащие в своем составе твердые и прочные минералы: корундсодержащие, гранатсодержащие, турмалинсодержащие и др. (с топазом, шпинелью, бериллом, фенакитом, хризобериллом).

Таблица 3.36

Классификация горных пород и минералов по абразивиости по Л.И. Барону и А.В. Кузнецову

Класс абразивности	Характеристика породы по абразивности	Показатель абразивности а, мг	Горная порода
I	Весьма малоабразивная	<5	Известняк, мрамор, мягкие сульфиды без кварца (галенит, сфалерит, пирротин), каменная соль, глинистый сланец
II	Малоабразивная	5 - 10	Сульфидная и барито-сульфидная руда, аргиллит, мягкий сланец (углистый, глинистый, хлоритовый, хлорито-аспидный)
III	Ниже средней абразивности	10—18	Джеспилит, роговик (рудный и нерудный), кварцево-сульфидная руда, магматическая тонкозернистая порода, кварцевый и аркозовый тонкозернистый песчаник, железная руда, окремнелый известняк
IV	Среднеабразивная	18 - 30	Кварцевый и аркозовый мелкозернистый песчаник, диабаз, крупнозернистый пирит, арсенопирит, жильный кварц, кварцево-сульфидная руда, магматическая мелкозернистая порода, окварцованный известняк, джеспероиды
V	Выше средней абразивности	30—45	Кварцевый и аркозовый средне- и крупнозернистый песчаник, плагиогранит, ийолит-уртит, мелкозернистый гранит и диорит, порфирит, габбро, гнейс, скарн (рудный и нерудный), березит, лиственит
VI	Повышенной абразивности	45 - 65	Гранит, диорит, гранодиорит, граносиенит, порфирит, нефелиновый сиенит, кератофир, пироксенит, монцонит, амфиболит, кварцевый и окварцованный сланец, гнейс
VII	Высокоабразивня	65—90	Порфирит, диорит, гранит, гранитоидный нефелиновый сиенит
VIII	В высшей степени абразивная	>90	Корундсодержащая порода

Таблица 3.37

Классификация горных пород по абразивиости по Н.И. Любимову

Группа	Показатель абразивности $K_а$	Степень абразивности	Горная порода
I	≤ 0,5	Малоабразивная	Мрамор, известняк, эпидозит, ангидрит, алевролит
II	0,5-1,0	Умеренно-абразивная	Марганцевая руда, туфобрекчия, доломит, хлорито-кремнисто-магнетитовая порода, скарн преимущественно карбонатно-пироксенового состава, сланец серицито-хлорито-карбонатного состава, полевошпатизированный известняк, частично окремнелый
III	1,0-1,5	Среднеабразивная	Карбонатно-хлорито-эпидотовая порода полевошпатизированная, скарн карбонатный окремнелый, диабаз, туфопесчаник, скарн эпидото-хлорито-пироксеновый, туф кислого эффузива, пироксено-альбитовая порода, туф кварцевых порфиров, адамеллит-порфир
IV	1,5-2,0	Абразивная	Эпидотизированный диорит с сульфидами, рудный скарн, сиенит, ороговикованный туф, гранодиорит, диабазовый порфирит, габбро-диабаз, кварцевый диорит, ороговикованный альбитофир, кварцевый порфир, туф кварцевого альбитофира, пироксеновый роговик, гранато-пироксеновый скарн, ороговикованный песчаник
V	2,0-2,5	Сильно-абразивная	Жильный кварц, гранит, граносиенит-порфир, кварцевый песчаник, кварцево-турмалиновая порода, адамеллит, силикатно-магнетитовый роговик, гранатовый скарн
VI	2,5—3,0	Весьма абразивная	Яшмовидная порода, кварцит, калишпатизированный роговик, мелкозернистый гранит, ороговикованная калиево-полевошпатовая порода

Под ***буримостью*** понимают обобщенный технологический показатель эффективности бурения (разрушения) пород, зависящий как от состояния и состава пород, так и от физических и технологических их свойств, а также от самой технологии бурения. Критерием отнесения породы к той или иной категории по буримости является величина средней механической скорости бурения определенным породоразрушающим инструментом при оптимальном режиме бурения, или величина затрат времени на бурение единицы длины ствола скважины.

Таблица 3.38

Классификация горных пород по абразивиости по Л.А. Шрейнеру, П.С. Баландиину, А.И. Спиваку

Категории	Горные породы	Сталь У8		Твердый сплав ВК-15	
		Коэффициент абразивности $\omega \cdot 10^{-10}$, см^3/(м·Н)	Относительная абразивность a_i	Коэффициент абразивности $\omega \cdot 10^{-10}$, см^3/(м·Н)	Относительная абразивность a_i
1	Сульфатные	3,5—12	1—3	0,1—0,3	1—3
2	Известняк	22	6,5	0,6	6
3	Доломит	20	6,0	1,2	12
4	Железисто-магне-зиальные и малоабразивные с содержанием кварца 5.%	35	10	2.5	25
5	Полевошпатовые	40	12	3,0	30
6	Полевошпатовые с содержанием кварца >15% и малоабразивные с содержанием кварца 10%	45	13	4,0	40
7	Кремнистые	31	9	2,0	20
8	Кварцевые кристаллические	57	16	4,5	45
9	Обломочные кварцевые с $p_ш \geq 350$ МПа	57—90	16-25		
10	Обломочные кварцевые с $p_ш$ =2000 - 3500 МПа и малоабразивные с содержанием кварца до 20%	90—120	25—35	5,0	50
11	Обломочные кварцевые с $p_ш$ =1000 - 2000 МПа и малоабразивные с содержанием кварца 30 %	120-200	35-60	-	-
12	Обломочные кварцевые с $p_ш$ < 1000 МПа	200-330	60-95	-	-

Таблица 3.39

Обобщенная классификационная таблица соответствия абразивиых свойств гориых пород нефтяных и газовых месторождеиий ВНИИБТ [1]

Горная порода	Содержание кварца или халцедона, %	Категория твердости	Абразивность по обобщенной шкале ВНИИБТ (категории)
Песчаник			
кварцевый мономинеральный (крупно-, средне-, мелко-, тонкозернистый) и аналогичный алевролит	95	4-10	9-11
окварцованный сливной	85-95	7-10	10-11
частично окварцоваиный с протяженнымн контактами срастания кварцевых зерен	85-95	5-7	9-10
с точечными контактами срастания кварцевых зерен	85-95	4	6
кварцевый с известковистым цементом (25—40%)	60-75	5-7	7-8
кварцевый с известковисто-глинистым цементом	60-75	4-5	7
кварцевый с глинистым цементом	60-75	3-5	6-7
кварцевый с сульфатным цементом	60-75	3-4	6
полевошпатово-кварцевый и аркозовый крупнозернистый			10
полевошпатово-кварцевый и аркозовый средне- и мелкозернистый			9
тонкозернистый и аналогичный алевролит			8
с цементом 15—20 %	25	4-6	7-8
-"-" 20-50 %	10-15	4-6	7
полимиктовый	5-10		6-7
Глина			
мономинеральная		1-3	3-4
алевритистая	10—20	2-3	4-5
песчанистая	10-30	2-4	5
кремнистая		5	6
Аргиллит			
слабоалевритистый	5-10	4-5	3-4
алевритистый и песчанистый	15-20	4-5	6
Аспидный сланец	2-5		4
Углистый сланец	2-5	2-3	4
Мергель			
глинистый			2
карбонатный (50—75%)		4-5	2
алевритовый			4
песчанистый			5
Известняк			
без примеси твердых абразивных минералов	1	5-6	2-3
глинистый	3	4-6	4
песчанистый (5 %)	5	5-6	5
песчанистый (10%)	10	5-6	6
песчанистый (до 20—30%)	20-30	4-6	8-9
алевритовый	15-20	5-6	5
кремнистый (5%)	5	5-6	5
кремнистый (10 %)	10	6-7	6
кремнистый (15 %)	15	6-7	7
кремнистый (20—30%)	20-30	8	8
Доломит	2-3	7-8	3-4
без примеси твердых абразивных минералов		7-8	6-7
песчанистый	75-95	11	11
Кремень		1-2	6
Опока и трепел		4-5	1
Ангидрит без примеси твердых абразивных минералов			
Гипс			
без примесей		2-3	1
опесчаненный	10-15	2-3	4
глинистый	1	2-3	1

Оптимальным режимом бурения называется такое сочетание ***параметров режима бурения*** (величин, задаваемых при управлении буровой установкой), которое обеспечивает максимальную скорость бурения при обеспечении качества буровых работ.

На практике категорию пород по буримости устанавливают либо путем визуального определения принадлежности породы к той или иной категории по буримости, либо путем опытного бурения с хронометражем, либо лабораторными испытаниями свойств пород с последующим пересчетом (соотнесением) на категорию по буримости

Классификационная шкала буримости может быть применена только к определенному виду буровой техники и технологии бурения. Все существующие шкалы буримости (их более 60) относительны. Создание единой классификации пород по буримости на сегодняшний день является невыполнимой задачей.

Более других применимы следующие классификации горных пород по буримости: для вращательного механического бурения (12 категорий по буримости, табл. 3.40) и шкалы буримости для шнекового и ударно-вращательного бурения (табл. 3.41 - 3.42).

Таблица 3.40

Классификация гориых пород по буримости для механического вращательного бурения скважин

Категория горных пород по буримости	Характерные горные породы	Величина углубки скважины за 1 ч при интервале длины скважины		Величина углубки за 1 рейс, м
		0 – 300 м	300 – 600 м	
I	Торф, растительный слой без древесных корней. Рыхлые породы: лёсс, пески (не плывуны), супесн без гальки и щебня. Трепел. Ил влажный и иловатые породы. Суглинки лёссовидные. Глины текучне н пластичные. Мел слабый. Шлак котельный рыхлый	22,7	15,2	3,5
II	То же, с древеснымн корнями или с мелкой галькой н гравием до 10 %. Супеси и суглинки с примесью до 20 % мелкой (до 3 см) гальки и щебня. Суглинок твердый. Мергель рыхлый. Плывун. Лед. Глины тугопластичные. Мел твердый. Диатомит. Сажи. Каменная соль (галит). Нацело каолинизированные продукты выветрнванія изверженных и метаморфизованных пород. Железная руда охристая	10,8	7,25	2,5
III	Песчано-глинистые породы с примесью свыше 20 % мелкой (до 3 см) гальки или щебня. Лёсс плотный. Пески плотные. Дресва. Плывун напорный. Глины с частыми прослоямн (до 5 см) слабосцементированных песчаников н мергелей, полутвердые, мергелистые, загипсованные, песчанистые. Алевролиты глинистые слабосцементированные. Песчаники, сцементированные глинистым и известковым цементом. Мергель. Известняк-ракушечник. Мел плотный. Магнезит. Гипс тонкокристаллический, выветрелый. Каменный уголь слабый. Бурый уголь. Сланцы тальковые, разрушенные, всех разновидностей. Марганцевая руда. Железная руда, окисленная, рыхлая. Бокситы глнннстые	5,7	3,8	2
IV	Мерзлые водоносные пески, мерзлый торф. Алевролиты плотные, глинистые. Глины твердые. Песчаники глинистые. Мергель плотный. Неплотные известняки, доломиты. Магнезит плотный. Пористые известняки, туфы. Опоки глинистые. Гипс кристаллический. Ангидрит. Каменная соль. Каменный уголь средней твердости. Бурый уголь крепкий. Каолин (первичный). Сланцы: глиннстые, песчано-глиниетые, горючие, углистые, алевролитовые. Серпентиниты (змеевнки) сильновыветрелые и отталкованные. Неплотные скарны хлоритовые и амфиболо-слюдистого состава. Апатит кристаллический. Сильновыветрелые дуниты, перидотиты. Кимберлиты, затронутые выветриванием, мартитовые н им подобные руды, сильновыветрелые, Железная руда мягкая, вязкая. Бокситы	3,35	2,4	1,8
V	Галечник мелкий из осадочных пород, галечно-щебнистые и дресвяные породы. Галечник мерзлый, связанный глинистым или песчано-глнннстым материалом с ледяными прослойками. Мерзлые породы: песок крупнозернистый, дресва, ил плотный, глины	2,25	1,6	1,6

	песчанистые. Песчаники на известковистом и железистом цементах. Алевролиты. Аргиллиты. Глины аргиллитоподобные, твердые. Конгломерат осадочных пород на песчано-глинистом или другом пористом цементе. Известняки. Мрамор. Доломиты мергелистые. Ангидрит весьма плотный. Опоки пористые, выветрелые. Слаицы: глинисто-слюдяные, тальково-хлоритовые, хлоритовые, хлорито-глинистые, серицитовые. Серпентиниты (змеевики). Выветрелые альбитофиры, кератофиры. Туфы серпентинизированные, вулканическне, Дуниты, затронутые выветриванием. Кимберлиты брекчиевидные. Мартитовые и им подобные руды неплотные. Цементный камень			
VI	Глины твердые мерзлые. Конгломерат осадочных пород на известковистом цементе. Песчаники полевошпатовые, кварцево-известковистые. Алевролиты с включением кварца. Известняки плотные доломитизированные, скарнированные. Доломиты плотные. Опоки. Сланцы: глинистые, кварцево-хлоритовые, кварцево-хлорито-серицитовые, кровельные. Хлоритизированные и рассланцованные: альбитофиры, кератофиры, порфириты, габбро. Хромиты, дуниты, не затронутые выветриванием. Амфиболиты. Пироксениты крупнокристаллические. Тальково-карбонатные породы. Апатиты. Скарны авгито-гранатовые, кальцитовые, эпидото-кальцитовые. Колчедан сыпучий. Бурые железняки ноздреватые. Гематито-мартитовые руды. Сидериты	1,5	1,1	1,5
VII	Галечник изверженных и метаморфических пород (речник). Щебень мелкий без валуиов. Конгломераты с галькой (до 50 %) извержеиных пород на песчано-глинистом цементе. Конгломерат осадочных пород на кремнистом цементе. Песчаникн кварцевые. Доломиты очень плотные. Окварцованные: полевошпатовые песчаники, известняки. Каолин агальматолитовый. Опоки крепкие, плотные. Фосфоритовая плита. Сланцы слабоокремненные: амфибол-магнетитовые, коммингтонитовые, рогово-обманковые, хлоритовые. Слаборассланцованные: альбитофнры, кератофиры, порфиры, порфириты, диабазовые туфы. Затронутые выветриванием порфиры, порфириты. Крупно- и среднезернистые, затронутые выветриванием: граниты, сиениты, диориты, габбро и другие изверженные породы. Пироксениты, пироксениты рудные. Кимберлиты базальтовидные. Скарны кальцитосодержащие авгито-гранатовые. Кварцы пористые (трещиноватые, ноздреватые, охристые). Бурые железнякн, ноздреватые, пористые. Хромиты. Сульфидные руды. Мартито-сидеритовые и гематитовые руды. Амфиболо-магнетитовые руды	1,15	0,85	1,3
VIII	Конгломераты изверженных пород на известковнстом цементе. Доломиты окварцованные. Окремненные известняки, доломиты. Фосфориты плотные пластовые. Сланцы окремненные: кварцево-хлорнтовые, кварцево-серицитовые, кварцево-хлорито-эпидотовые, слюдяные. Гнейсы. Среднезернистые: альбитофиры и кератофиры. Базальты, диабазы. Порфиры и порфириты. Андезиты, диориты, не затронутые выветрнванием. Лабралориты. Перидотиты. Мелкозернистые, затронутые выветриванием: гранитогнейсы, пегматиты, кварцево-турмалиновые породы. Скарны крупно- и среднезернистые кристаллические: авгито-гранатовые, авгито-эпидотовые. Эпидотиты. Кварцево-карбонатные и кварцево-баритовые породы. Бурые железнякн пористые. Гидрогематнтовые руды плотные. Кварциты: гематн-	0,7	0,55	1,1

	товые, магнетитовые. Колчедан плотный. Бокситы диаспоровые			
IX	Конгломерат изверженных пород на кремнистом цементе. Известняки карстовые, окремненные. Сланцы кремнистые. Кварциты: магнетитовые и гематитовые тонкополосчатые, плотные мартито-магнетитовые. Роговики амфибол-магнетитовые и серицитизированные. Альбитофиры и кератофиры. Трахиты. Порфириты кварцевые. Порфириты окварцованные. Диабазы тонкокристаллическне. Туфы окремненные, ороговикованные. Затронутые выветриванием: липариты, микрограниты, крупно- и среднезернистые граниты, гранитогнейсы, гранодиориты. Сиениты. Габбро, не затронутые выветриванием. Пегматиты. Березиты, Скарны мелкокристаллические: авгито-эпидото-гранатовые, датолито-гранато-геденбергитовые. Скарны крупнозернистые гранатовые. Окварцованные: вмфиболит, колчедан. Кварцево-турмалиновые породы, не затронутые выветриванием. Бурые железняки плотные. Кварцы со значительным количеством колчедана. Бариты плотные	0,42	0,35	1
X	Валунно-галечные отложения изверженных и метаморфизированных пород. Песчаники кварцевые сливные. Джеспилиты, затронутые выветриваннем. Фосфатокремнистые породы. Кварциты неравномерно-зернистые. Роговики с вкрапленностью сульфидов. Кварцевые: альбитофиры, кератофиры. Липариты. Мелкозернистые: граниты, гранитогнейсы, гранодиориты. Микрограниты. Пегматиты плотные, сильно-кварцевые. Скарны мелкозернистые гранитовые, датолитогранатовые. Магнетитовые и мартитовые руды, плотные с прослойками роговиков. Бурые железняки окремненные. Кварц жильный. Бетон из галькн изверженных пород, неармированный. Яшма с прожилками кварца. Диабазы. Аидезиты. Нефелиновые базальты	0,25	0,21	0,8
XI	Джеспилиты, не затронутые выветриванием. Сланцы яшмовидные кремнистые. Кварциты. Роговики железистые очень твердые. Кварц плотный. Коруидовые породы. Джеспилиты гематито-мартитовые и гематито-магнезитовые. Не затронутые выветриванием: андезиты, базальты, траппы, диабазы	0,17	0,14	0,5
XII	*Не затронутые выветриванием монолитно-сливные* породы: кварциты, яшмы, роговики, кремень, базальты, джеспилиты, эгириновые и корундовые породы	0,05	0,05	0,2

Для бурения горных пород шнеками используют две основные классификации пород – разработанные б. Госстроем СССР (6 категорий по буримости, табл. 3.41) и б. Мингео СССР (4 категории по буримости, табл. 3.42).

Для ударно-канатного бурения, исключая бурение на россыпях (7 категорий по буримости, табл. 3.43).

Для ударно-канатного бурения на россыпях (6 категорий, табл. 3.44)

Таблица 3.41

Классификация горных пород по буримости для шнекового буреиия (Госстрой)

Категория горных пород по буримости	Характерные горные породы	Время углубки 1 м скважины, мин
I	Растительный слой с небольшой примесью гальки и гравия до 10%. Иловатые породы. Трепел. Рыхлые: лесс, песок, супесь, суглинок	0,8
II	Песчано-глинистые породы с примесью до 10% мелкой гальки и гравия. Глины пластичные. Диатомит, сажи. Пески средней плотности	1,5
III	Песчано-глинистые порды с примесью мелкой гальки, гравия, щебня от 10 до 30%. Полутвердые супеси, глины и суглинки. Слежавшийся лесс. Рыхлые мергели. Мел слабый. Сухие пески. Уголь бурый	2
IV	Песчано-глинистые породы со значительной (свыше 30%)примесью гальки, гравия и щебня. Твердые глины, суглинки и супеси. Каолин, гипс, ангидрит, фосфорит, опоки. Каменная соль, каменный уголь. Мел плотный. Пористый известняк-ракушечник. Мерзлые: песок, ил, торф,суглинок.	4,1
V	Мерзлые глины весьма твердые. Глинистый песчаник, крупнозернистый песчаник с примесью галечника. Плотный ил и дресва с ледяными прослойками. Лед	7,2
VI	Мерзлые галечники с глинистыми или песчаными заполнителями.	12,7

Таблица 3.42

Классификация горных пород по буримости для шнекового бурения (Мингео)

Категория горных пород по буримости	Характерные горные породы
I	Грунты иловатые, лёсс рыхлый, суглинки рыхлые, растительный слой и торф с небольшой примесью мелкой гальки и гравия, трепел
II	Глины ленточные, пластичные, песчаные, диатомит, пески рыхлые и грунты песчано-глинистые с примесью (до 10%) мелкой гальки и гравия
III	Глины плотные и суглинки, грунты песчано-глинистые с примесью (10% - 30%) мелкой гальки, щебня и гравия, лёсс слежавшийся, мел слабый, мергели рыхлые, плывуны, пески сухие, уголь бурый
IV	Ангидрит, бокситы, грунты песчано-глинистые со значительной (30%) примесью гальки и щебня, глины плотные, вязкие, глины валунные, гипс известняк-ракушечник пористый, каолин, мел плотный. Мерзлые грунты: ил, песок суглинки, торф, опока, соль каменная, уголь каменный.

Таблица 3.43

Классификация горных пород по буримости для ударно-канатного бурения

Категория пород по буримости	Характерные горные породы	Углубка скважины, м	
		За 1 ч бурения	За 1 рейс
I	Торф, растительный слой без древесных корней, рыхлый чернозем, рыхлые влажные пески, иловатые породы, болотные отложения, рыхлый и влажный лёсс, трепел	7,70	0,50
II	То же, с древесными корнями или с мелкой галькой и гравием (до 10%); рыхлые песчано-глинистые породы с небольшой примесью мелкой гальки и гравия (до 10%); глины ленточные, пластичные и песчаные; диатомит, увлажненный слабый мел, сажи, пески средней плотности	4,00	0,50
III	Песчано-глинистые породы и пески средней плотности с примесью мелкого щебня, гальки, гравия (10 - 20%); рыхлые мергели, мел, плотные глины, пески и суглинки, слежавшийся лёсс, плывуны и водонасыщенные пески, дающие при бурении «пробки» до 2 м	1,90	0,50
IV	То же, со значительным содержанием щебня, гальки и гравия (20—35%); очень плотные глины, суглинки и супеси, плотный каолин, сухие пески; плывуны, дающие при бурении «пробки» более 2 м, мягкие глинистые, углистые и талько-хлоритовые сланцы, мергель, глинистый песчаник, известняк-ракушечник, гипс, твердый мел, ангидрит, опока, каменная соль, слабые аргиллиты, бурый уголь, бокситы, фосфориты; мерзлые глины, суглинки, супеси, песок, ил, торф; лед, строительный мусор с битым кирпичом без железного лома	0,95	0,35
V	Мелкий галечник и щебень с валунами; дресва и гравий; песчано-глинистые породы с большим содержанием гальки, щебня (более 35%); плотные мергели, песчано-глинистые сланцы, слабосцементированные песчаники и известняки, аргиллиты, крепкий каменный уголь, слабые конгломераты осадочных пород на известковом цементе, ноздреватые бурые железняки, выветрелые изверженные породы: граниты, спилиты, диориты, габбро; мерзлые гравийно-песчаные породы с песчано-глинистым заполнителем, плотно слежавшийся строительный мусор с битым кирпичом и железным ломом	0,40	0,30
VI	Крупный галечник и щебень с валунами; разновидность окварцованных крепких сланцев, известняков и песчаников, мрамор, доломиты, конгломераты на кремнистом цементе, крупнозернистые изверженные породы: граниты, спилиты, диориты, габбро, порфиры	0,20	0,25
VII	Галечник и щебень с большим количеством крупных валунов кристаллических пород, кремнистые сланцы, известняки, песчаники, мелкозернистые изверженные породы: граниты, спилиты, диориты габбро; конгломераты кристаллических пород на кремнистом цементе	0,08	0,20

Таблица 3.44

Классификация гориых пород по буримости для ударно-канатного бурения на россыпях

Категория горных пород по буримости	Процентное соотношение породхарактерное для россыпей, %	Характерные горные породы
I	< 0,1	Растительный слой и рыхлые пески, торф, растительный слой с примесью глины и песка, чернозем нормальной влажности, устойчивые слабо сцементированные (неплывунные) пески и рыхлые песчано-глинистые груиты (супеси) без гальки и щебня, рыхлый лёсс. Водоносные илы и болотные грунты, не дающие "пробки"
II	7,1	Несвязные мелкогалечные и песчано-глинистые грунты, устойчивые пески и супеси, связанные глиной, с небольшой примесью гальки и щебня; неуплотненные мелкогалечные грунты, не связанные глиной; песчано-глинистые грунты с небольшим количеством гальки и щебня. Лёсс, лёссовидные суглинки, каолин Плывуны, дающие "пробки" и лед.
III	20,7	Глинистые и связанные глиной галечные грунты с редкими валунами; крупно-галечные и песчано-щебневые грунты, слабосцементированные глиной. Плотная сухая и сырая, жирная вязкая глина (месника); плотные суглинки. Рыхлые каолинизированные продукты выветривания изверженных и метаморфизованных пород. Каменный уголь, рыхлый мергель, мягкие глинистые сланцы, пористые известняки и туфы В плотике - сильно разрушенные коренные породы, превращенные в дресву, прочие мелкие продукты выветривания
IV	40,6	Плотносцементированные крупно галечные грунты с редкими валунами Крепкий каменный уголь, каменная соль, бокситы, мергель, аргиллиты, опоки, известняк-ракушечник. магнезит, мокрая мягкая железная руда. Плотная сухая или жирная вязкая глина (месника) с крупной галькой, щебнем и ребровиком Крупногалечные грунты, сцементированные плотной жирной глиной (месникой); плотные щебнистые грунты, сцементированные глиной, с крупными угловатыми обломками (элювий, валунные глины)

V	20,2	Кристаллический гипс; крепкий каменный уголь с включением конкреций колчедана и кремня; доломиты. Конгломерат («запека», или «горелка») с песчано-глинистым веществом между галькой, скрепленной железистым, известковистым и прочим средней крепости цементом Сильно валунистые грунты с содержанием от 20 до 40% крупных (диаметром до 0,3 м) валунов и угловатые, беспорядочно расположенные обломки плотика (ребровки, плиты, глыбы). Крупноразборные трещиноватые (в плотике) песчаники, известняки; песчано-глинистые, глинистые, углистые, тальковые и слюдистые сланцы и прочие коренные породы средней трещиноватости
VI	11,4	Сильно валунистые грунты с содержанием свыше 40% крупных валунов (диаметр до 0,5 м), требующих применения взрывных работ. Трещиноватые (в плотике) метаморфические и кристаллические сланцы, изверженные (граниты, диориты, сиениты, габбро и др.) и крепкие осадочные (известняки, доломиты, песчаники, толстослоистые сланцы и др.) породы

3.12. Анизотропия технологических свойств горных пород

Под ***анизотропией технологических свойств*** понимают неодинаковость этих свойств пород в различных направлениях.

Анизотропия технологических свойств конкретной горной породы или толщи разных горных пород в целом, является следствием неоднородности строения каждой породы, различия механических свойств разных пород, наличия слоистости, направленной трещиноватости, твердых включений, пустот и многих других факторов.

Рассмотрим основные формы проявления анизотропии технологических свойств как конкретной горной породы, так и толщи разных горных пород вцелом, приводящие к отклонению оси скважины от первоначально заданного направления, то есть к искривлению скважины.

Под ***углом встречи*** ψ ($\psi \le 90°$) оси скважины с плоскостью наслоения будем понимать угол между касательной, проведенной к оси скважины в точке встречи и самой плоскостью наслоения. Острым углом встречи ψ ($\psi < 90°$) между касательной и плоскостью называется острый угол между этой касательной и ее проекцией на данную плоскость. Острый угол встречи есть наименьший из всех углов, образованных этой касательной с любой прямой, лежащей на плоскости наслоения.

Если проекцией касательной на плоскость напластования является линия падения или линия восстания пласта, то есть ось скважины вблизи

точки встречи лежит в плоскости, нормальной к простиранию пласта, то угол встречи ψ измеряется между линией падения или линией восстания пласта и касательной к оси скважины (рис. 3.7).

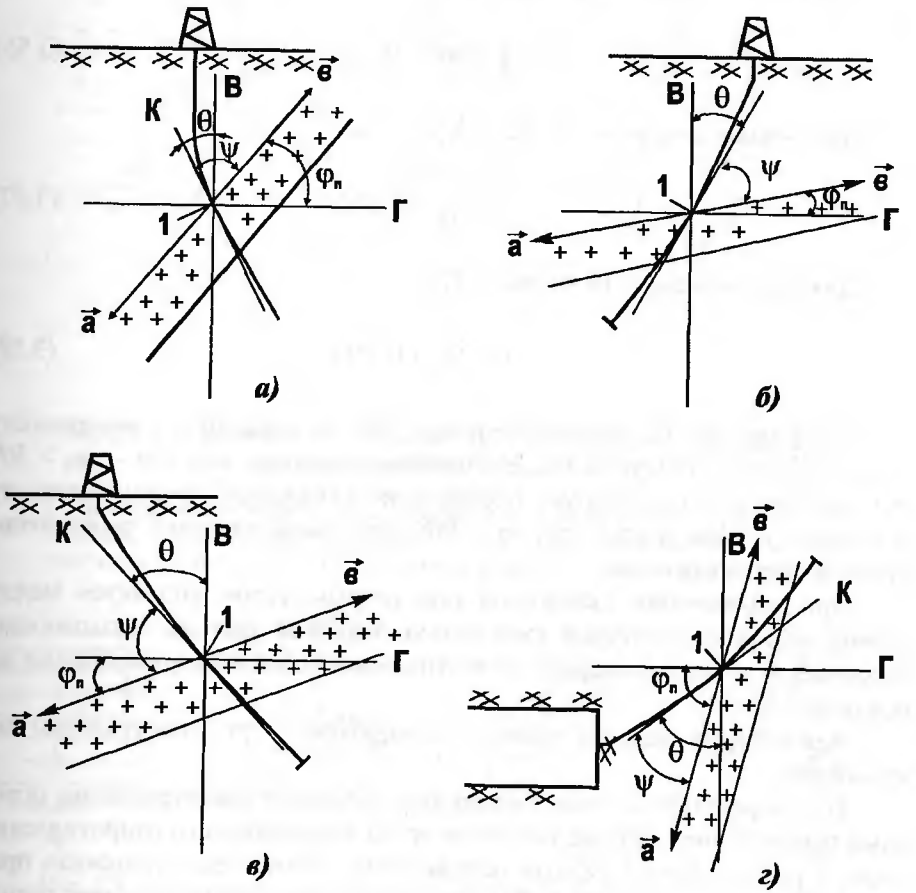


Рис. 3.7. Варианты встречи оси скважины с плоскостью наслоения:

а, б – угол встречи между линией восстания и касательной к оси скважины; в, г – угол встречи между линией падения и касательной к оси скважины; 1 – точка встречи; $\vec{в}$ - вектор линии восстания пласта; $\vec{а}$ - вектор линии падения пласта; Г – горизонталь; В – вертикаль; К – касательная к оси скважины; $\varphi_п$ – угол падения пласта; θ – зенитный угол скважины; ψ – угол встречи

Для варианта встречи, изображенного на рис. 3.7, *а* справедливо соотношение

$$\psi = \theta - \varphi_n + 90^\circ, \qquad (3.55)$$

Для варианта встречи на рис. 3.7, *б*

$$\psi = 90^\circ - \theta - \varphi_n, \qquad (3.56)$$

Для варианта встречи на рис. 3.7, *в*

$$\psi = \varphi_n - \theta + 90^\circ, \qquad (3.57)$$

Для варианта встречи на рис. 3.7, *г*

$$\psi = \varphi_n + \theta - 90^\circ, \qquad (3.58)$$

Если для пласта рудного тела $\varphi_п \geq 30^\circ$, то скважины с поверхности следует задавать наклонными. Необходимое условие встречи – $\varphi_п > 30^\circ$, что практически гарантирует пересечение скважиной толщи полезного ископаемого. Чем ближе угол φ к 90°, тем выше качество пересечения рудного тела скважиной.

При пересечении скважиной под острым углом контактов между слоями пород с различной твердостью основной фактор, вызывающий искривление – неравномерное сопротивление породы разрушению на забое (рис. 3.8)

Аналогичная картина может наблюдаться и при азимутальном искривлении.

При пересечении толщ, сложенных твердыми анизотропными породами искривление скважин возникает из-за неодинакового сопротивления породы разрушению в разных направлениях. Наиболее интенсивно происходит разрушение в направлении наименьшего сопротивления разрушению.

Наиболее явно анизотропия свойств проявляется у слоистых пород и пород, разбитых строго ориентированной системой трещин. Буримость (твердость) пород всегда выше в направлении, перпендикулярном к плоскости слоистости, отдельности, чем в любом другом направлении (рис. 3.9).

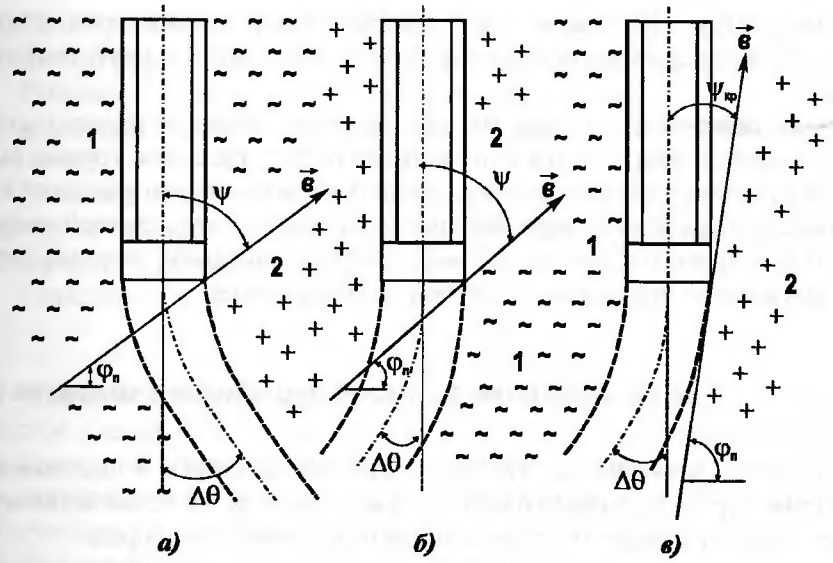


Рис. 3.8. Схемы зенитного отклонения ствола скважины при смене пород, имеющих различную твердость:

а – при переходе из мягких пород в твердые; б – при переходе из твердых пород в мягкие; в – при переходе из мягких пород в твердые при критическом значении угла встречи $\psi_{кр} < (10^\circ\text{-}15^\circ)$; 1 – мягкие породы; 2 – твердые.

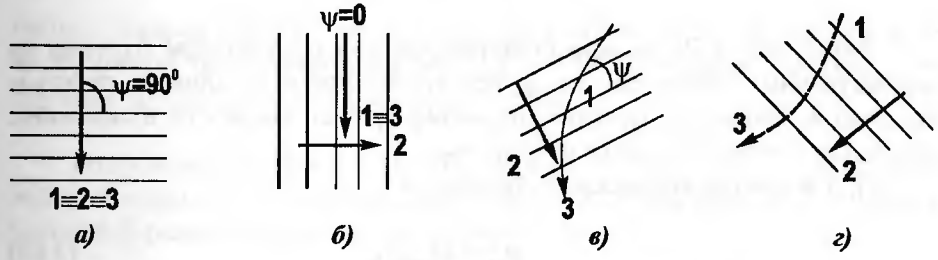


Рис. 3.9. Схемы зенитного искривления ствола скважины при бурении в слоистых анизотропных породах

1 – первоначальное направление скважины; 2 – направление наименьшего сопротивления; 3 – последующее направление скважины; а и б – сохранение скважиной заданного направления; в – выкручивание скважины (уменьшение угла θ); г – выполаживание скважины .

При угле встречи с плоскостью слоистости (отдельности) $\psi = 90^\circ$ или $\psi = 0^\circ$ скважина из-за анизотропии пород не должна искривляться (рис. 3.9, *а, б*). При бурении в направлении падения пород (рис. 3.9, *в*) и

против него (рис. 3.9 г) при $0 < \psi < 90^\circ$ скважина из-за анизотропии пород будет стремиться к искривлению в направлении наименьшего сопротивления.

При пересечении толщи мягких, рыхлых, сильно разрушенных пород, а также крупных пустот или полостей (карст, трещины, горные выработки) наклонные скважины могут резко изменить свое направление из-за провисания бурового снаряда, интенсивного разрушения лежачей стенки.

При встрече твердых включений (валуны или глыбы твердых пород) скважины могут отклоняться в сторону мягкой породы.

3.12. Давления в стволе бурящейся скважины [35]

Поровое давление $p_{пор}$ (МПа) – давление жидкости в поровом пространстве пород. Используются для характеристики давления жидкости в порах глинистых и других, практически не проницаемых пород.

Пластовое давление $p_{пл}$ (МПа) – давление жидкости в проницаемой породе, т.е. $p_{пор}$ в том частном случае, когда поры сообщаются друг с другом. В нормальных условиях на глубине Н давление флюидов приблизительно равно гидростатическому давлению ствола воды $p_в$ (в МПа) плотностью $\rho_н$=1000 кг/м^3 от кровли пласта до поверхности

$$p_{пл} \approx p_в = \rho_в g H \qquad (3.59)$$

Формулой (3.59) можно пользоваться при разведочном бурении на малоизученных площадях, когда нет возможности установить действительную величину $p_{пл}$ по динамическому уровню жидкости в скважине, поскольку последние еще не пробурены.

При вскрытии водоносных горизонтов

$$p_{пл} = H_{ст} g \rho_{ж} \qquad (3.60)$$

где $H_{ст}$ – высота столба жидкости, который устанавливается в покоящейся скважине.

Гидростатическое давление бурового раствора на забой $p_{б.р}$ (в МПа) – давление ствола бурового раствора на забой на глубине Н.

$$p_{б.р} = \rho_{б.р} g H \qquad (3.61)$$

Пример. Определить давление, оказываемое буровым раствором плотностью $\rho_{б.р}$=1260кг/м^3 на стенки скважины на глубине 2000 м.

Решение. По уравнению (3.54) на глубине 2000 м

$p_{б.р}$=9,81·1260·2000=24,72 МПа.

Давление гидроразрыва горной породы $p_{гр}$ (МПа) – давление ствола жидкости в скважине на глубине Н, при котором происходит разрыв связной породы и образование в ней трещин.

Определяется опытным путем.

$$p_{гр}=0,87p_г$$
$$p_{гр}=0,83H+6,6p_{пл.} \qquad (3.62)$$

Давление поглощения $p_{погл}$ – давление в скважине, при котором начинается утечка бурового раствора по искусственным трещинам, образующимся в результате гидроразрыва связной породы, либо по естественным каналам в трещиноватых и закарстованных породах. Принимается по фактическим данным или по опытным нагнетаниям (подача 1-2 л/с).

При отсутствии данных [45]

$$p_{погл}=(0,75\div0,95)p_{гр} \qquad (3.63)$$

Дифференциальное давление Δp – разность давления бурового раствора на забой скважины и пластового

$$\Delta p = p_{б.р} + p_{гд} - p_{пл} \qquad (3.64)$$

где $p_{гд}$ – гидродинамическое давление, рассматриваемое в зависимости от выполняемой технологической операции: при циркуляции раствора в затрубном пространстве или при пуске насоса.

Относительное геостатическое, боковое и пластовое (поровое) давления, которые широко используются для характеристики геологических условий бурения и вычисляются по формулам:

$$p'_г = \frac{p_г}{p_в},\ p'_б = \frac{p_б}{p_в},\ p'_{пл(пор)} = \frac{p_{пл(пор)}}{p_в} \qquad (3.65)$$

$$p'_{пл} = k_a \ \ и \ \ p'_{пор} = k_{a(пор)} \qquad (3.66)$$

называют также коэффициентами аномальности пластового и порового давления соответственно.

ГЛАВА 4

Основные технологические процессы и способы бурения скважин

Бурение – сложный, комплексный ***технологический процесс*** (ТП), состоящий из множества локальных (последовательных, параллельных и комбинированных) процессов. Все ТП можно условно разделить на ***общие и частные***. Общие ТП выполняются во всех без исключения группах скважин, а частные приурочены к конкретным группам, видам и разновидностям скважин. Все ТП, как общие, так и частные подробно рассматриваются в различных разделах книги, касающихся способов и режимов бурения, использования технических и других средств, необходимых для реализации каждого из перечисленных ниже процессов.

4.1. Общие технологические процессы

Транспортирование бурового оборудования (БО) осуществляется в различных условиях (пересеченная, заболоченная и т.п. местность), поэтому вопросам мобильности БО уделяется значительное внимание. По **транспортабельности** все буровые установки и комплексы разделяют на три группы: самоходные, передвижные (переносные) и стационарные.

Самоходные БУ наиболее удобны для перемещения. Передвижные менее мобильны, т.к. требуют буксирования. Стационарные перемещаются отдельными блоками с помощью различных видов транспорта.

Монтаж и подготовка оборудования к работе подразумевает предварительное выравнивание площадки, необходимой для размещения оборудования, инструмента и материалов, оборудования резервуаров для хранения очистного агента (ОА) и выполнения других видов работ. Сложность монтажных и транспортных работ возрастает по мере увеличения глубины скважины, а также при производстве работ в подземных горных выработках, на акваториях морей и океанов и т.п.

Разрушение породы может быть объемным, усталостным и поверхностным.

Объемное разрушение наиболее эффективно и лучше всего реализуется при бурении хрупких пород, в которых при превышении предела прочности породы на сжатие мгновенно возникает сеть микротрещин.

При усталостном процессе разрушения (твердые непластичные породы) трещины образуются после многократного воздействия на породу, и поэтому эффективность разрушения существенно ниже.

Наиболее неблагоприятный режим разрушения - поверхностное истирание (твердые, вязкие, абразивные породы), в процессе которого происходит отделение мельчайших частиц горной породы и, как следствие, повышенный износ породоразрушающего инструмента.

Удаление породы с забоя и подъем на поверхность может производиться непрерывно, с помощью очистного агента или колонны шнеков и периодически с помощью одинарных, двойных и специальных труб. Наиболее часто удаление разрушенной породы с забоя производится при помощи промывки (продувки).

Промывка (продувка) – процесс очистки забоя от шлама и охлаждения породо – разрушающего инструмента (ПРИ). Кроме того, промывка применяется для приведения в действие различных забойных машин, уменьшения силы трения бурового снаряда о забой скважины и других целей.

Крепление стенок скважины может происходить непрерывно, с помощью очистного агента. Для надежного или длительного крепления стенок скважины используют обсадные трубы, а затрубное пространство цементируют.

Характер протекания каждого из трех процессов может быть различным в зависимости от конкретного вида или разновидности бурения и выбирается в зависимости от ситуации (свойства и условия залегания пород, время года, особенности климата и др. факторы).

Спускоподъемные операции (СПО) - комплекс действий, выполняемых при опускании бурового снаряда на забой скважины и его извлечении на поверхность. Основными операциями, выполняемыми при СПО, являются свинчивание, развинчивание и укладка бурильных труб.

Внедрение гибкой бурильной колонны (***колтюбинг***), различных специальных снарядов (ССК, КССК, КГК, съемного ПРИ) позволяет минимизировать количество СПО.

Управление траекторией скважины – процесс искусственного искривления скважины при помощи отклонителей. Процесс управления траекторией скважины включает прогнозирование естественного искривле-

ния скважины, вызываемое геолого-техническими причинами, измерение зенитного и азимутального углов, установку стационарных и съемных клиньев, а также процесс набора необходимой интенсивности искривления (отбуривание от клина).

В последние годы наметилась тенденция к оперативному изменению траектории буримой скважины с помощью различных навигационных приборов и оборудования.

В зависимости от вида и разновидности бурения ТП могут выполняться последовательно, параллельно или комбинированно. Вращательные виды бурения более перспективны, так как позволяют параллельно с разрушением пород производить ее удаление, крепление стенок скважины очистными агентами и управление траекторией скважины.

Предупреждение и ликвидация аварий – комплекс работ, связанных с прогнозированием, профилактикой и устранением геологических и технико – технологических осложнений в скважине. К геологическим осложнениям относятся нарушение устойчивости стенок скважины, поглощение ОА, газо – нефте и водопроявления, самопроизвольное искривление стенок скважины и т.п. К технологических осложнениям относят: прихват, обрыв, затяжку, самопроизвольное развинчивание бурового снаряда, прижег или заклинивание породоразрушающего инструмента (ПРИ), образование сальников и желобов в скважине и т.п.

Изучение скважины – комплекс работ, направленный на обнаружение месторождений полезных ископаемых, исследование свойств вмещающих пород, контроль технического состояния скважины в процессе ее сооружения и эксплуатации. Изучение скважины производится с помощью геофизических методов исследования, кино и фотосъемки, приборов и приспособлений, определяющих состояние скважины и наличие в ней аварийного инструмента или посторонних предметов.

Ликвидация скважины – комплекс работ, связанных с заполнением скважины, исчерпавшей свои информационные или эксплуатационные резервы тампонажными материалами (цемент, глина и т.п.). Ликвидационное цементирование (тампонирование) предохраняет водоносные горизонты от загрязнения поверхностными водами и вредными веществами, устраняет гидравлическую связь горизонтов. Ликвидация скважины включает восстановление исходного состояния рабочей площадки, в том числе рекультивацию, установку репера и другие виды работ.

4.2. Результирующие (частные) технологические процессы

Для каждой группы, вида и разновидности скважин характерны свои результирующие ТП (табл. 4.1), обеспечивающие достижение конечной цели бурения. При бурении скважин, относящихся к группе А1, основной задачей является изучение концентрации, свойств и условий залегания ПИ. Решение указанных задач достигается с помощью отбора и изучения образцов породы (керна).

Отбор керна – сложный технологический процесс, при котором горная порода разрушается не по всей плоскости забоя, а по кольцу, с сохранением внутренней части породы в форме столбика – керна. Процесс отбора керна затрудняется множеством неблагоприятных геологических факторов. К таким факторам относится наличие рыхлых, неустойчивых, размываемых потоком бурового раствора, трещиноватых, переслаиваемых ГП и ПИ, залегающих под различными углами к горизонту. Для качественного отбора керна применяется большое количество технико-технологических средств бурения, которые рассмотрены в соответствующих разделах книги.

При сооружении инженерно – геологических скважин (А2), наряду с отбором керна лабораторными исследованиями его ненарушенных образцов, применяется зондирование, прессиометрия, метод штампов и гидрогеологические исследования (Б1).

Зондирование – процесс исследования плотности и прочности грунтов посредством принудительного (динамического или статического) внедрения в него металлического наконечника.

Прессиометрия – измерение радиальной устойчивости грунта посредством нагнетания в резиновую цилиндрическую камеру, установленную в скважине, жидкости или газа.

Метод штампов используется для определения модуля деформации грунта посредством нагружения (грузом, домкратом) установленной в скважине металлической плиты, диаметров 320 мм.

При бурении скважин группы Б1 основными технологическими задачами является изучение качества жидких, газообразных ПИ, а также фильтрационных характеристик продуктивных горизонтов. Данные задачи решаются в процессе вскрытия и опробования продуктивных горизонтов (ПГ).

Таблица 4.1

Классификация скважин и технологических процессов

Группы, виды и разновидности скважин		Технологические задачи	Результирующие технологические процессы
группа А Разведочные общего назначения			
А1	Геологоразведочные: опорные, параметрические, структурные, картировочные, поисковые, разведочные, эксплуатационно-разведочные	Изучение концентрации, свойств и условий залегания твердых ПИ	Отбор керна Зондирование (А2) Прессиометрия (А2) Штампирование (А2)
А2	Инженерно-геологические: разведочные, параметрические	Изучение несущих свойств ГП	
группа Б Разведочно - фильтрационные			
Б1	Гидрогеологические: разведочные, наблюдательные, режимные Нефтегазовые: опорные, параметрические, структурные, картировочные, поисково-оценочные, разведочные	Изучение качества жидких и газообразных ПИ, а также фильтрационных характеристик продуктивных горизонтов	Вскрытие продуктивных горизонтов Опробование продуктивных горизонтов
Б2	Геотехнологические: параметрические, гидрогеологические	Изучение возможности преобразования твердых ПИ в подвижное состояние (Б2)	
группа В Эксплуатационно-фильтрационные			
В1	Водно-рассольные: добычные, дренажные, нагнетательные Нефтегазовые: добычные, нагнетательные, спецнальные	Обеспечение эффективной фильтрации жидких и газообразных ПИ из пласта в скважину	Вскрытие продуктивных горизонтов Оборудование скважин Растворение, гидродобыча, выщелачивание, газификация ПИ, сжигание, выплавка (В2) Освоение скважин Откачка ПИ
В2	Геотехнологические: солевые, серные, угольные, полиметаллические, тепловые	Преобразование ПИ из твердого в подвижное состояние (В2)	
группа Г Эксплуатационно - технические			
Г1	Несущие: буронабивные, буроинъекционные	Обеспечение качества сцепления опоры со стенками скважины	Монтаж несущих конструкций Цементирование
Г2	Взрывные	Обеспечение безопасности взрывных работ	Взрывные работы
Г3	Коммуникационные: трубопроводные, кабельные	Бурение скважины по заданной траектории	Управление траекторией скважины

Вскрытие продуктивных горизонтов (ПГ)– комплекс работ, включающих его разбуривание при максимальном сохранении естественных свойств ПИ и фильтрационных характеристик ПГ.

Опробование ПГ включает отбор проб, определение дебита, удельного дебита, радиуса влияния скважины и т.п. Опробование ПГ производится с помощью испытателей пластов, эрлифтов и насосов.

При бурении геотехнологических скважин (Б2) особое внимание уделяется изучению возможности преобразования твердых ПИ в подвижное состояние. Целью изучения является выбор оптимального процесса добычи ПИ (растворение, выщелачивание, гидродобыча, выплавка, сжигание, газификация и т.п.).

Основной задачей, решаемой при сооружении скважин группы В1, является обеспечение режима эффективной фильтрации жидких и газообразных ПИ из пласта в скважину. Добыча жидких и газообразных ПИ – сложный, комплексный ТП, включающий вскрытие ПГ, оборудование и освоение скважин, откачку ПИ.

Вскрытие продуктивных горизонтов эксплуатационно – фильтрационных скважин сопровождается засорением (кольматажем) призабойной зоны скважины частицами шлама и бурового раствора. К тому же такие скважины, как правило, предполагают установку фильтра – сложный процесс оборудования призабойной зоны. Бесфильтровые скважины бурятся редко.

Освоение скважины – процесс восстановления естественных фильтрационных характеристик ПГ – осуществляется с помощью интенсивной откачки ПИ до момента достижения проектного дебита. После прокачки скважина переводится на проектный режим работы.

Преобразование твердого ПИ в подвижное состояние (В2) осуществляется с помощью растворения, гидродобычи, выщелачивания, выплавки, сжигания, газификации и других результирующих ТП, которые выбираются с учетом состава, свойств, условий залегания конкретного ПИ и других эколого – экономических и геолого – технических факторов.

Все скважины группы Г бурятся сплошным забоем. При этом общей технологической задачей является поддержание устойчивости стенок скважины в процессе бурения. Эта задача решается с помощью промывки скважин различными ОА или заполнением скважины цементным раствором по мере извлечения бурового снаряда.

Основной, результирующей задачей при бурении скважин группы Г1 является обеспечение качественного сцепления, сооружаемой буронабивной сваи, со стенками скважины. Основные ТП в данном случае сводятся к ***монтажу стальных несущих конструкций и их качественному цементированию.***

Сооружение взрывных скважин (Г2) связано с закладкой взрывчатых веществ на забой скважины и их последующим взрыванием, поэтому специалисты буровики должны проходить специальные подготовительные курсы.

Буровые скважины, относящиеся к группе Г3, имеют, как правило, сильно искривленную траекторию. При этом наряду с проблемой ***проводки скважины по заданной траектории***, усугубляются вопросы, связанные с обеспечением устойчивости стенок скважины. Особое значение эта задача приобретает в процессе сооружения горизонтальнонаправленных (сильно искривленных) скважин.

Изложенные выше общие и частные ТП на практике выполняются с помощью различных видов и разновидностей бурения. Следует отметить, что вращательные виды и разновидности бурения являются более перспективными по сравнению с другими, т.к. допускают параллельное выполнение нескольких ТП, позволяя уменьшать себестоимость работ.

4.3. Способы бурения скважин

Существует различные способы бурения скважин (механический, гидравлический, электрический, огневой, лазерный и др.) и их комбинации. На практике применяется механический вращательный и механический ударный способы бурения, а также их виды и разновидности. Остальные способы применяются крайне редко или находятся на стадии экспериментальных и теоретических разработок.

Виды и разновидности механического бурения могут применятся для сооружения скважин различного целевого назначения. Вращательное бурение более универсально по сравнению с ударным и вибрационным, но в некоторых ситуациях (бурение валунно-галечных отложений, отсутствие или быстрое замерзание воды и т.п.) оказывается менее эффективным.

Варианты комбинирования видов и разновидностей бурения, их сущность, достоинства, недостатки и области применения приведены в табл. 4.2.

Названия видов бурения происходят от названия основного рабочего механизма бурового станка. Например, роторный вращатель - вращательное роторное бурение; шпиндельный вращатель – вращательное шпиндельное (колонковое) бурение; подвижный вращатель - бурение подвижным вращателем; ударный механизм - ударно канатное бурение; вибратор - вибрационное бурение.

Таблица 4.2

Допустимые комбинации видов и разновидностей бурения и условия их применения

Виды бурения						Разновидности бурения				
I	II	III	IV	V	VI		$L_{скв}$	$K_{бур}$	$Г_{уст}$	$Г_{тр}$
						По типу забойных вращателей:				
■	■	■			■	Турбинное* и винтовое*	<4000	1-12	3-4	3-5
■	■	■			■	Электробурами*	-//-	1-12	3-4	3-5
						По типу забойных ударников:				
■	■	■			■	Гидро- (пневмо-) ударновращательное	<5000(300)	6-11	1-2	3-5
						По средству транспортировки керна (шлама):				
		■				Шнековое (без ОА)	<50(70)	1-4	1-2	3-5
■	■	■				Съемным керноприемником (ССК)	<2000	6-9	1-2	1-5
		■			■	Потоком очистного агента (КГК)	<300	1-4	1-2	3-5
■	■	■				Одинарной колонковой трубой	<4000	1-12	3-4	5
■	■	■				Двойной колонковой трубой	-//-	1-9	3-4	3-5
■	■	■	■	■		Специальной колоиковой трубой	10000 и >	1-9	3-4	3-5
■	■	■	■			Желоикой	<500	1-3	3-4	5
■	■	■	■	■		Забивным стаканом («всухую»)	<60	1-3	3-4	5
						По средству разрушения забоя:				
■	■	■			■	Алмазное+энергия потока жидкости	10000 и >	6-12	1-2	1-5
■	■	■			■	Твердосплавное+ энергия потока	-//-	1-12	1-4	1-5
■	■	■	■	■	■	Твердосплавное без ОА	<200 (500)	1-12	1-4	1-5
■	■	■			■	Гидродинамическое (потоком ОА)	-//-	1-2	3-4	5
■	■	■			■	Термическое	< 4000	1-12	3-4	5
						По типу породоразрушающего инструмента:				
■	■	■				Короикой (колонковым долотом)	4000 (10000)	1-12	1-4	1-5
■	■	■	■		■	Долотом (бескерновое)	-//-	1-12	1-4	1-5
						По способу промывки (продувки):				
■	■	■			■	Прямой промывкой (продувкой)	10000 и >	1-12	1-4	1-5
■	■	■				Обратной промывкой (продувкой)	<300	1-4	3-4	5
■	■	■				Комбинированной промывкой	-//-	1-8	2-4	3-5
■	■	■	■			Призабойной промывкой	<200 (500)	1-8	2-4	3-5
						По положению профиля скважины:				
■	■	■	■	■	■	Вертикальное	10000 и >	1-12	1-4	1-5
■	■	■			■	Наклонно- и горизонтальнонаправленное	<5000	1-12	1-4	1-5
						По месту заложения устья скважины:				
■	■	■	■	■	■	С поверхности земли (насыпи)	10000 и >	1-12	1-4	1-5
■	■	■	■	■	■	С поверхности воды (льда)	-//-	1-12	1-4	1-5
■	■	■	■	■	■	Подземное (из горной выработки)	-//-	1-12	1-4	1-5
						По назначению скважин				
■	■	■	■	■		Разведочное	-//-	1-12	1-4	1-5
■	■	■	■	■	■	Эксплуатационное	-//-	1-12	1-4	1-5

Условные обозначения.

I – колонковое (шпиндельное), II – роторное, Ш – подвижным вращателем, IV – ударно-канатное, V – вибрационное, VI – колтюбинг.

$L_{скв}$ – глубина скважины, $K_{бур.}$ – категория пород по буримости (табл. 4.3); $Г_{уст.}$ – группа пород по устойчивости (табл. 2.16), $Г_{тр}$ – группа пород по трещиноватости (табл. 2.10)

ОА – очистной агент; ССК, КССК – снаряд со съемным керноприемником; КГК – комплекс гидровыноса керна

* - применяется при $T_{заб}$ °С<140 и $\rho_{бур.раст.}$=950÷1700 кг/м^3

Таблица 4.3

Категории буримости пород для вращательного бурения

Наименование пород, материалов и т.п., их состояний и примесей	Категорин по буримости											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Торф и растительный слой	■	■										
2. Лесс, пески, ил, трепел, мел	■	■										
3. Супесн, суглинки, каменная соль	■	■	■									
4. Сильно выветренные изверженные и метаморфические породы		■										
5. Глины		■	■									
6. Мергели, бурые угли, опоки		■	■	■								
7. Алевролиты, каменные угли			■	■	■	■						
8. Марганцевые и окисленные железные руды			■	■								
9. Каолин первичный, бокситы				■								
10. Песчаники, известняки				■	■	■						
11. Аргелиты, мраморы, ангедриты					■	■						
12. Выветренные изверженные и метаморфические породы				■	■	■	■	■	■			
13. Сланцы					■	■						
14. Парфириты, кератафиры, габбро						■						
15. Амфиболиты, пароксниниты						■						
16. Кимберлиты, базальты							■	■				
17. Андезиты, диориты							■					
18. Кварциты магнетитовые, гемотитовые, скарны								■	■			
19. Гнейсы								■				
20. Гранито-гнейсы, песчаники сливные кварцевые									■	■		
21. Граниты, пегматиты. гранодиориты									■	■		
22. Конгломираты									■	■		
23. Альбитофиры, роговики										■	■	
24. Джеспелиты, яшмовые и корундовые породы											■	■
25. Кремень												■

Изменение названия шпиндельного бурения на колонковое подчеркивает значимость керна при бурении разведочных скважин.

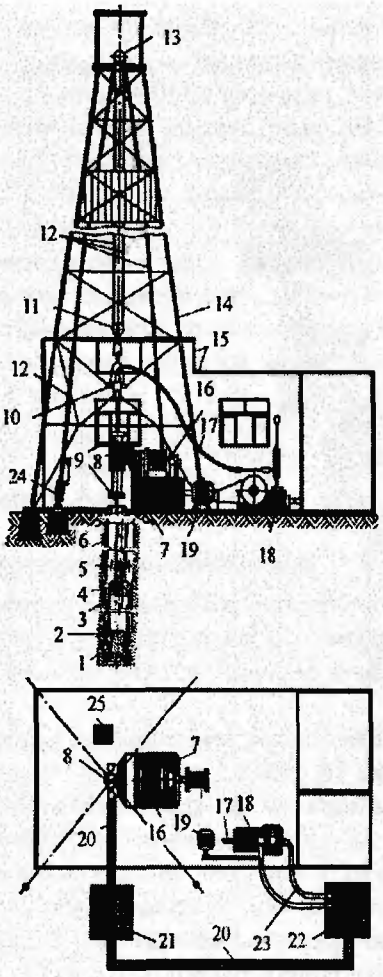
В буровой литературе полные названия комбинаций бурения не применяются из-за громоздкости. Например, вращательное колонковое гидроударное бурение горизонтальных скважин из подземной горной выработки твердосплавными коронками с прямой промывкой одинарными колонковыми трубами называют коротко "вращательное колонковое бурение" или просто "колонковое бурение", или "гидроударное бурение" или «горизонтальное бурение» и т.п. Каждое название подчеркивает повышенное значение той составляющей, которая для рассматриваемой ситуации является наиболее важной или на которую автор желает обратить особое внимание.

4.4. Виды бурения

Вращательное колонковое бурение

Сущность вращательного колонкового бурения заключается в разрушении породы кольцевым забоем, что обеспечивает получение "керна" - столбика породы цилиндрической формы. Бурение происходит следующим образом (рис.4.1.).

Электродвигатели 19 приводят в действие буровой станок 7 и буровой насос 18. С помощью лебедки 16, талевого каната 12, талевого блока с крюком и элеватором 11, кронблока 13 на забой скважины опускается буровой снаряд, состоящий из коронки 1, колонковой трубы 3, переходника 4 и колонны бурильных труб 5. Ведущая труба, соединенная с сальником вертлюгом 10 и зажатая в патронах 9, соединяется с колонной бурильных труб 5 и приводится во вращение вращателем 8 (шпиндельного типа) станка 7. Вращение через колонну бурильных труб передается коронке, которая разрушает породу. Предварительно от насоса 18 по нагнетательному шлангу 17 через сальник - вертлюг 10 внутри колонны бурильных труб на забой скважины подается очистной агент, который охлаждает коронку, удаляет шлам с забоя и выносит его по стволу скважины на поверхность. Проходя через очистные желоба 20 и отстойник 21, очистной агент попадает в зумпф, откуда снова всасывается через нагнетательный шланг 23 насосом 18 и подается в скважину. Если породы устойчивы, то в качестве очистного агента используется техническая вода. При разбуривании неустойчивых пород в воду добавляются глина и различные реагенты.



Условные обозначения:

1 -*коронка;*
2 -*керн;*
3 -*колонковая труба;*
4 -*переходник с колонковой на бурильную трубу;*
5 -*колонна бурильных труб;*
6 -*направляющая труба;*
7 -*буровой станок;*
8 -*вращатель;*
9 -*зажимные патроны;*
10 -*вертлюг-сальник;*
11 -*талевый блок;*
12 -*талевый канат;*
13 -*кронблок,*
14 - *буровая вышка;*
15 -*буровое здание;*
16 -*лебедка станка;*
17 -*нагнетательный шланг;*
18 -*буровой насос;*
19 -*электродвигатели для привода станка и насоса;*
20 -*желоба для очистки промывочной жидкости от шлама;*
21 -*отстойник;*
22 -*приемный бак,*
23 -*всасывающий рукав;*
24 -*индикатор веса, включенный в неподвижный конец каната;*
25 -*подсвечник.*

Рис. 4.1. Схема установки колонкового бурения (стационарной)

Эти растворы, циркулируя по скважине, образуют на ее стенках корку толщиною 3-6 мм, которая удерживает стенки скважины от обрушения. После наполнения колонковой трубы 3 керном 2, буровой снаряд поднимают на поверхность для извлечения керна.

Через 50-100 м замеряют азимут и угол наклона скважины. При необходимости закрепляют опасные участки скважины обсадными трубами, после чего продолжают бурение. Недостатками являются относительно

небольшие диаметры бурения и необходимость остановки вращения (бурения) при перекреплении гидропатрона, с помощью которого создается осевая нагрузка на забой скважины.

Колонковое бурение применяется для бурения скважин преимущественно с отбором керна, т.е. преимущественно при разведке твердых ПИ и бурении некоторых разновидностей эксплуатационно-технических скважин, в т.ч. из подземных горных выработок (группы а, г), залегающих в пределах возможности (целесообразности) сооружения шахт и карьеров.

В зависимости от способа транспортировки, установки колонкового и др. видов бурения могут быть стационарными (перевозятся в разобранном виде), самоходными (рис. 4.2.) и передвижными (смонтированные на прицепах, санях, баржах и т.п.).

Вращательное роторное бурение

Несмотря на то, что при роторном бурении используются буровые установки другой конструкции, схема бурения, т.е. разрушение породы, ее удаление и закрепление стенок скважины аналогична применяемой при колонковом бурении (рис. 4.1.).

Роторное бурение принципиально отличается от колонкового роторным типом вращателя.

Ротор обеспечивает вращение инструмента и его подачу на забой скважины под собственным весом (свободная подача), непрерывность вращения и высокие значения величины крутящего момента, обеспечивающие возможность бурения скважин большей глубины и диаметра.

Роторное бурение предназначено в основном для разведки и добычи жидких, газообразных и растворяемых ПИ (группы скважин Б и В), залегающих на различных глубинах - от нескольких метров (самоходные установки) до 10 и более километров. Бурение в основном ведется в породах средней твердости и мягких, часто неустойчивых, реже в твердых и крепких. Указанные характеристики пород обусловлены тем, что запасы воды, нефти и газа (львиная доля эксплуатационного бурения) сосредоточены преимущественно в прогибах земной коры (месторождения площадного типа) и перекрыты сверху осадочными и метаморфическими породами.

Бурение подвижным вращателем

Основной отличительной особенностью бурения с подвижным вращателем от колонкового и роторного бурения является сам подвижный вращатель 8 (рис.4.2.). Подвижный вращатель позволяет сочетать достоинства колонкового вида бурения (принудительная осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент) и роторного - непрерывность вращения инструмента (отсутствие необходимости перекрепления), а также осуще-

ствляет СПО. Указанные особенности бурения с подвижным вращателем позволяют непрерывно транспортировать керн (бурение с гидротранспортом керна) и шлам (шнековое и бескерновое бурение). Характер процессов разрушения породы и закрепления стенок скважины в основном аналогичен, изложенным выше.

Недостатком является ограничение глубины бурения из-за сложности изготовления компактных гидродвигателей большой мощности (100 кВт и более), которые являются основной составной частью подвижного вращателя.

По этой причине приоритеты колонкового и роторного бурения в области сооружения скважин большой глубины и большего диаметра в настоящее время сохраняются только частично.

Следует также учитывать, что при колонковом, роторном и бурении подвижным вращателем (в отличие от ударно - канатного и вибрационного) в скважине, как правило, циркулирует очистной агент, с помощью которого могут приводиться в работу забойные гидро- и пневмоударники, забойные машины (турбобуры, винтовые двигатели и электробуры), алмазный породоразрушающий инструмент.

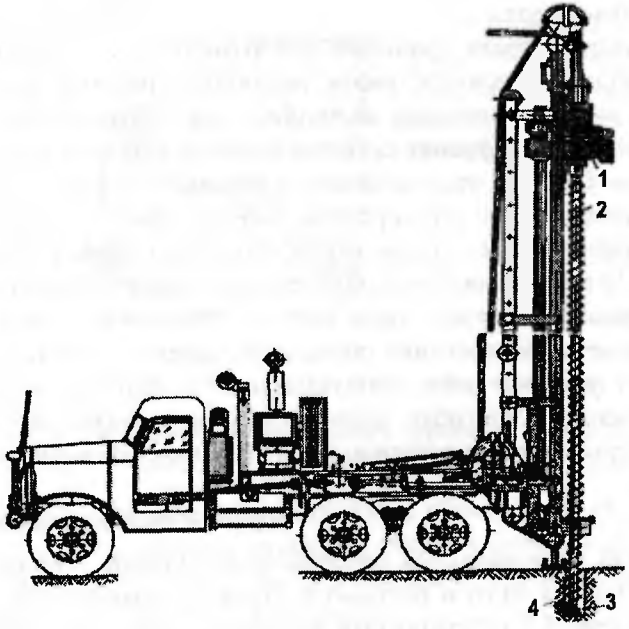


Рис. 4.2. Схема буровой установки с подвижным вращателем (самоходная).

1 – вращатель; 2 - колонна шнеков; 3 -долото; 4 – шлам.

Возможность использования указанных средств бурения позволяет существенно увеличивать производительность перечисленных видов бурения.

Установки, оснащенные подвижным вращателем, в настоящее время, наиболее универсальны и перспективны, т.к. позволяют реализовать практически все виды и разновидности бурения и автоматизировать наиболее трудоемкий и опасный вид работ - СПО. При этом конструкция установки не только не усложняется, но наоборот становится проще. Подвижный вращатель включает в себя сальник - вертлюг, исключает необходимость применения гидропатрона и специальной ведущей трубы, выполняет СПО, позволяет использовать различные бурильные трубы (одинарные, двойные, шнековые).

Достоинства установок, оборудованных подвижным вращателем, позволяют применять их при сооружении широкого спектра скважин, сооружаемых с отбором и без отбора керна (группы А, Б, В, Г). Буровые установки, реализующие этот вид бурения, непрерывно совершенствуются, а объемы бурения постоянно увеличиваются.

Ударно-канатное бурение

Отличие ударно-канатного вида бурения от указанных выше заключается в том, что порода разрушается посредством нанесения ударов. Вместо вращателя, станок оснащен ударным механизмом. В качестве ПРИ используются лопастные твердосплавные долота различных конструкций и забивные стаканы с расширительным кольцом. Длина рейса ограничена (0,4 – 0,8м), т.к. внедрение долота или стакана производится без очистного агента.

Ударно-канатное бурение можно осуществлять не только установками ударно - канатного бурения (УКС 22М и УКС 30М), но и серийными установками вращательного бурения, оснащенными лебедкой. При этом нанесение ударов производится не ударным механизмом, а с помощью лебедки бурового станка (менее эффективно).

Существует две разновидности ударно-канатного бурения: забивное (в связных грунтах) и клюющее. Забивное - производится без отрыва стакана от забоя. Удары при этом наносятся раздвижной штангой, которая устанавливается над стаканом. Клюющий - реализуется посредством подъема стакана (желонки, долота) над забоем и его сбрасывания. Стаканы применяются при бурении мягкопластичных и лессовых пород, желонки – несвязных, долота – крупнообломочных. Конструкция бурового снаряда и рекомендации по выбору параметров режима бурения приведены в соответствующих разделах книги.

Недостатками этого вида бурения являются ограниченная глубина скважин и высокая металлоемкость их конструкций, из-за чего объемы этого вида бурения не имеют тенденции к увеличению.

Достоинствами этого вида бурения являются возможность бурения "всухую" (без очистного агента) и принудительного заглубления колонны обсадных труб, в том числе опережающего, что удобно при бурении неустойчивых обводненных пород.

Ударно-канатное бурение применяется при сооружении неглубоких скважин различного назначения (см. табл. 4.1 - группы А, Б, В, Г с отбором и без отбора керна), сооружаемых преимущественно в очень сложных геологических условиях, связанных с обрушением стенок скважины (обводненный песок, валунно-галечные отложения и т. п.).

Вибрационное бурение

Основным рабочим механизмом, используемым при вибробурении является вибратор, который устанавливается непосредственно на бурильную колонну, а при использовании установок с подвижным вращателем непосредственно на вращатель. Состав бурового снаряда и рекомендации по выбору параметров режима бурения приведены в соответствующих разделах книги.

Недостатками вибрационного бурения являются небольшие глубины скважин (15-25 м). К достоинствам можно отнести возможность получения качественного керна в неустойчивых породах за счет погружения грунтоноса без применения очистного агента. Указанное достоинство хорошо реализуется при бурении инженерно-геологических скважин (табл. 4.1., группа А2).

4.5. Разновидности бурения

Названия разновидностей бурения происходят от названий забойных машин, механизмов и инструментов, способов промывки, а также положения устья скважины и ее траектории в пространстве. Например, гидроударники и пневмоударники - гидроударное и пневмоударное бурение; турбобуры, электробуры и винтовые двигатели - турбинное, винтовое и бурение забойными электродвигателями; долота и коронки - бескерновое и колонковое бурение и т.п.

Количество разновидностей бурения не ограничивается приведенным в табл. 4.2. Фактически любые изменения в составе технологического инструмента, рецептуре очистного агента или других средств бурения являются поводом для изменения или уточнения разновидности бурения.

Технические характеристики инструментов и оборудования, используемых для реализации различных разновидностей бурения приведены в соответствующих разделах книги.

Турбинное бурение

Сущность турбинного бурения состоит в использовании забойной машины, называемой турбобуром. Турбобур преобразует поступательное движение очистного агента, подаваемого буровым насосом по колонне бурильных труб, во вращательное движение турбины, передающей вращение на долото или коронку.

Турбинное бурение чаще всего сочетается с оборудованием и процессами роторного бурения, может использоваться и совмещаться с колонковым и бурением подвижным вращателем.

Турбобуры применяется при бурении скважин различного назначения (группы А, Б, В, Г), разрез которых состоит из твердых, абразивных пород 6 - 12 категорий по буримости в интервалах бурения от 100 до 2000 (3000) м, когда плотность и вязкость бурового раствора может быть не высокой. Турбобуры также часто используются при разбуривании цементных мостов. Кроме того, турбинное бурение эффективнее роторного при искусственном искривлении скважин, из-за повышенной гибкости секций турбобура.

Недостатками турбобуров являются высокая чувствительность к вязкости бурового раствора и высокая частота вращения, которая приводит к повышенной разработке ствола скважины при бурении мягких пород, а также ускоренному износу ПРИ и, следовательно, к увеличению количества СПО.

Бурение винтовыми двигателями

Сущность и области применения винтового бурения аналогичны турбинному. Отличия заключаются, в основном, в конструкции винтового двигателя, который имеет меньшие габариты.

Основные достоинства: повышенный по сравнению с турбобурами вращающий момент; существенно меньшие длина и диаметр по сравнению с турбобурами, что обеспечивает возможность бурения скважин различного назначения (группы А,Б,В,Г), разрез которых состоит из твердых и средней твердости пород VI-XII категорий по буримости.

Бурение электробурами

Аналогично турбинному и винтовому бурению. Отличие в конструкции электробура.

Основные достоинства: частота вращения, момент и другие параметры не зависят от количества подаваемой жидкости, ее физических свойств и глубины скважины; возможность контроля процесса работы двигателя с поверхности.

Основные недостатки: сложность подвода энергии к электродвигателю, особенно при повышенном давлении и необходимость герметизации электродвигателя от бурового раствора.

Применяется при бурении скважин различного назначения (группы А, Б, В, Г), разрез которых - состоит из твердых, абразивных пород VI-XII категории по буримости.

Гидроударное и пневмоударное бурение

Гидро- и пневмоударники относятся к забойным двигателям. В отличие от турбинного и винтового бурения, гидро- и пневмоударники преобразуют поступательное движение очистного агента, подаваемого буровым насосом по колонне бурильных труб, в ударное движение рабочего органа гидро- или пневмоударника. Нанесение дополнительных динамических нагрузок на вращающийся ПРИ интенсифицирует процесс разрушения породы. Гидро- и пневмоударное бурение применяется только с вращательными видами бурения 1, 2 и 3, т. к. разрушение породы происходит в основном за счет вращения коронки или долота.

Конструкции гидро- и пневмоударников, ПРИ, состав бурового снаряда и рекомендации но выбору параметров режима бурения приведены соответственно в разделах 6 и 8.

Недостатками гидроударного бурения являются повышенный расход очистного агента и высокая энергоемкость процесса, а пневмоударного - ограниченные глубины бурения и наличие водоносных горизонтов. Кроме того, обе разновидности бурения мало эффективны при бурении вязких, пластичных пород.

Оптимальные области применения - скважины различного назначения (группы А, Б, В, Г), в геологическом разрезе которых присутствуют хрупкие, трещиноватые породы VI-XI категории по буримости, подверженные объемному разрушению, а также направленное бурение крутопадающих пластов пород, способствующих искривлению скважины.

Шнековое бурение

Сущность шнекового бурения состоит в непрерывном транспортировании разрушенной породы с забоя скважины на поверхность, в процессе углубки скважины. Разрушенная порода поднимается по винтовой поверхности шнека за счет его вращения. Очистной агент при шнековом бурении не используется.

Шнековое бурение, как и бурение КГК, в настоящее время реализуется с применением БУ, оборудованных подвижным вращателем.

Недостатками шнекового бурения является ограниченная глубина бурения (30-50 м) и невозможность бурения пород выше четвертой категории по буримости из-за нагрева ПРИ, обусловленного отсутствием очистного агента.

Достоинства шнекового бурения выражаются в повышении скорости бурения мягких пород за счет сокращения (до минимума) числа СПО. Большим достоинством этого бурения является его универсальность, выражающаяся в возможности выполнения различных операций на забое скважины через полую колонну шнеков (закачка цементного раствора при сооружении буронабивных скважин с последующей установкой арматуры, установка фильтров при бурении водозаборных скважин, отбор керна с помощью ударно - канатного бурения и т.п.). Отбор керна возможен также при использовании специальных колонковых шнеков.

Шнековое бурение широко используется при сооружении неглубоких скважин различного назначения (группы А, Б, В, Г). Прежде всего, это гидрогеологические, инженерно-геологические скважины и др.

Бурение снарядами ССК и КССК

Сущность бурения ССК, КССК заключается в транспортировке керна с забоя скважины на поверхность без подъема бурильной колонны. Конструктивное отличие этих снарядов от обычного колонкового выражается в использовании съемного керноприемника, который устанавливается в специальную колонковую трубу, а также специальных колонн бурильных труб и коронок. СПО производится с помощью автономной лебедки с электроприводом.

Бурение ССК, КССК сочетается с оборудованием и процессами вращательного бурения.

Достоинства бурения ССК и КССК выражаются в повышении скорости бурения и снижении его трудоемкости за счет ускорения и упрощения СПО. Буровые снаряды ССК и КССК используются при сооружении скважин различного назначения - преимущественно группы А, при необходимости – Б, В, Г.

Недостатками являются высокая стоимость бурового снаряда и узкая область применения.

Бурение с гидро- и пневмотранспортом керна (КГК и КПК)

Сущность бурения с гидротранспортом и пневмотранспортом керна заключается в непрерывном транспортировании керна с забоя скважины на поверхность в процессе углубки скважины. Транспортирование осуществляется восходящим потоком очистного агента, который закачивается в скважину по межтрубному зазору двойной колонны бурильных труб, а поднимается внутри колонны бурильных труд, увлекая за собой породу (обратная промывка).

КГК, в настоящее время, реализуется только при использовании буровыз установок оборудованных подвижным вращателем.

Достоинства бурения КГК выражаются в повышении скорости бурения и снижении его трудоемкости за счет сокращения (до минимума) СПО. КГК используется при сооружении скважин различного назначения, относящихся к группе А. Недостатками этой разновидности вращательного бурения являются ограниченная глубина бурения (300 м) и возможность бурения исключительно мягких пород I-IV категории по буримости из-за недостатка энергии бурового насоса для продавливания монолитных горных пород через сальник - вертлюг.

Бурение одинарными, двойными и специальными колонковыми трубами, а также желонками и забивными стаканами

Колонковые трубы предназначены для отбора керна при использовании вращательных видов бурения.

Одинарные колонковые трубы применяются наиболее часто, прежде всего, при бурении устойчивых пород, которые не разрушаются потоком очистного агента. При необходимости возможно бурение сыпучих и рыхлых пород без применения очистного агента - "всухую".

Двойные и специальные трубы используются с целью предотвращения размыва керна потоком очистного агента, за счет его движения по межтрубному пространству.

Желонки 15 чаще всего используются при ударно - канатном бурении (иногда при вращательном) для подъема керна сыпучих, рыхлых и принудительно раздробленных, превращенных в жидкую массу пород за счет наличия в нижней части желонки клапана, удерживающего породу при подъеме.

Забивные стаканы служат для отбора ненарушенных образцов породы и используются наиболее часто при сооружении инженерно - геологических скважин.

Перечисленные разновидности труб используются при сооружении скважин различного назначения, преимущественно группы а, при необходимости Б,В,Г.

Алмазное бурение

Название "алмазное" происходит от названия истирающего материала, которым армируется рабочая поверхность коронки или долота. Алмазное бурение применяется только в сочетании с промывкой, обеспечивающей качественное охлаждение алмазов.

Основное достоинство этой разновидности бурения заключается в возможности достижения высоких скоростей бурения в твердых абразивных породах. Недостатками алмазного бурения являются высокая стоимость алмазного бурения (инструмента), повышенная чувствительность к динамическим нагрузкам, качеству очистного агента и параметрам режима бурения.

Применяется при бурении скважин различного назначения (группы А, Б, В, Г), разрез которых состоит из твердых, абразивных пород VI-XII категории по буримости.

Твердосплавное бурение

Происхождение термина связано с типом материала, которым армируется породоразрушающий инструмент. Эта разновидность бурения хорошо сочетается с другими разновидностями и видами бурения. Чаще применяется в сочетании с очистным агентом, но при необходимости может осуществляться "всухую".

Имеет существенно большую область применения, чем алмазное бурение, за счет универсальности. Основной недостаток - низкая эффективность бурения в крепких и абразивных породах из-за быстрого износа ПРИ.

Применяется при бурении скважин различного назначения, разрез которых сложен самыми разными породами.

Гидродинамическое бурение

Сущность гидродинамического бурения состоит в разрушении забоя скважины потоком жидкости. Движение жидкости может быть инициро-

вано с помощью эрлифта, бурового насоса или его комбинации со струйным насосом.

Применяется при сооружении бесфильтровых водозаборных и геотехнологических скважин (группы Б, В), продуктивные горизонты которых сложены рыхлыми породами и имеют водонепроницаемую форму.

Основной недостаток заключается в возможности разрушения только рыхлых пород I-III категории по буримости. Кроме того сложно поддерживать заданную формы скважины.

Бурение с отбором керна (коронкой)

Бурение с отбором керна (колонковое бурение) может производиться с помощью вращательного колонкового бурения (см. рис. 4.1.), но при необходимости керн можно поднять с помощью других видов бурения.

При вращательном (колонковом, роторном и бурении подвижным вращателем) используются коронки или бурильные головки, а при ударно - канатном и вибрационном - забивные стаканы и желонки.

Бурение с отбором керна, в основном, применяется при сооружении скважин группы А, частично Б, В, Г, разрез которых состоит из пород различной твердости, трещиноватости, абразивности и т. п.

Бескерновое бурение (долотом)

Бескерновое бурение (преимущественно роторное и бурение с подвижным вращателем также может сочетаться с остальными видами бурения - колонковым, ударно-канатным и вибрационным.

Основная задача сводится к своевременному удалению большого количества шлама, т.к. при бескерновом бурении порода разрушается по всей площади забоя.

Основное достоинство заключается в уменьшении числа СПО и высокой скорости бурения.

Области применения связаны с бурением эксплуатационных скважин различного назначения (группы Б, В, Г), а также разведочных скважин на твердые ПИ при бурении которых не требуется отбор керна (группа А).

Бурение с промывкой (с продувкой)

Сущность бурения скважин с промывкой (продувкой) заключается в обеспечении циркуляции очистного агента по скважине. Промывка (продувка) инициируется при вращательном бурении с целью охлаждения ПРИ, удаления разрушенной породы с забоя и выноса ее на поверхность,

а также для закрепления стенок скважины в процессе бурения, создания гидростатического давления на продуктивные горизонты, уменьшения силы трения вращающейся колонны бурильных труб о стенки скважины и т. п.

Циркуляция может происходить по различным схемам (прямая, обратная, комбинированная и призабойная) за счет подачи очистного агента с помощью насоса, компрессора или их совместного использования.

Из-за своей простоты и универсальности, бурение с прямой циркуляцией очистного агента широко распространено при вращательном бурении всех групп скважин (А, Б, В, Г).

Бурение с обратной циркуляцией очистного агента применяется при роторном бурении эксплуатационных скважин (группы В, Г) большого диаметра, глубиноq до 300 м в неустойчивых породах с целью создания гидростатического давления, удерживающего стенки скважины от обрушения. Обратная циркуляция применяется также при бурении с гидро или пневмовыносом керна (группа А).

Комбинированная циркуляция применяется в основном при бурении разведочных скважин эжекторными снарядами или гидроударниками с целью предотвращения размыва керна очистным агентом.

Призабойная промывка (без использования насоса и компрессора) применяется при сооружении разведочных скважин вращательными видами бурения и служит для охлаждения ПРИ с помощью локальной циркуляции ОА, возникающей при периодическом подъеме инструмента над забоем скважины.

Наклонно-направленное, горизонтально-направленное и вертикальное бурение

Сущность наклонно-направленного бурения скважин заключается в комбинировании методов и технических средств для целенаправленного изменения траектории бурящейся скважины. Траектория таких скважин может отклоняться от вертикального положения принудительно с помощью клиньев и др. отклоняющих компоновок или самопроизвольно (естественное искривление) из-за наклона пластов, наличия каверн, эксцентриситета бурильных труб и др.

Недостатками наклонно-направленного и горизонтально-направленного бурения являются повышенная вероятность возникновения аварийной ситуации из-за использования клиньев. требования к прочности бурильных труб, необходимости частого использования отклонителей и приборов, что увеличивает К основным достоинствам наклонно-направленного бурения относятся: возможность определения истинной

мощности наклонных пластов, подсечения полезных ископаемых, залегающих в труднодоступных местах (горы, водоемы, болотистая местность и т. д.), обхода естественных препятствий (здания, дороги, реки и т. п.) при инженерно-техническом бурении и т. п.

Наклонно-направленное и горизонтально-направленное бурение широко применяется при сооружении скважин различного назначения - группы А,Б,В,Г.

Вертикальное бурение является наиболее распространенным и универсальным и охватывает все способы, виды и разновидности бурения с помощью которых сооружаются скважины самого разнообразного назначения (А,Б,В,Г), поэтому основной объем информации (установки, оборудование, инструменты, способы выполнения различных процессов и т. п.) относится к вертикальному бурению.

Бурение с поверхности земли, воды и из подземных горных выработок. Несмотря на некоторые отличия, это бурение имеет единую технологическую основу: задачи, процессы и ресурсы. Основной объем бурения приходится на скважины бурящиеся с поверхности земли, поэтому технико – технологические разработки, относящиеся к этой разновидности бурения, после частичной модернизации используются при бурении скважин с поверхности земли и подземных горных выработок. Отличия, в основном, касаются СПО, а также вопросов стабилизации надводных БУ и режимов бурения.

ГЛАВА 5

Проектирование конструкций буровых скважин

Под конструкцией скважины подразумевается схема ее устройства: диаметры по интервалам глубины бурения, диаметры и длина колонн обсадных труб, глубина их спуска, места цементирования. Обсадные трубы необходимы для закрепления устья скважины и предохранения его от размывания, закрепления залегающих в верхней части разреза неустойчивых, водоносных и выветрелых горных пород, перекрытия зон разрушенных, раздробленных, неустойчивых и водоносных пород и других интервалов, закрепления карстовых пустот, перекрытия подземных горных выработок и толщи вод (при морском бурении).

Конструкция скважины влияет на все виды работ, составляющие процесс бурения, и определяет их стоимость и качественное выполнение геологического задания.

Важное значение имеет выбор глубины установки башмака конечной (или промежуточной) колонны обсадных труб. Определяющими факторами при этом являются: устойчивость стенок скважины, минимальный объем работ в скважине при необходимости перебуривания или ликвидации осложнений.

Выбор конструкции скважин во многом зависит от характерных и наиболее важных технологических особенностей бурения.

Графически конструкция скважины представляет собой разрез (без соблюдения масштаба, скважину условно изображают нисходящей, вертикальной, прямолинейной) вдоль ее оси (рис. 5.1), на котором указаны линейные и поперечные размеры.

Графическое изображение конструкции с указанием линейных размеров удобнее выполнять в направлении от устья к забою скважины. Поперечные размеры следует указывать начиная с забоя скважины и далее – в направлении к устью скважины.

При выборе конструкции скважины следует стремиться к наиболее простым, но в то же время надежным конструкциям.

При построении проектной конструкции скважины необходимо стремиться к минимальному количеству ступеней. Каждая ступень долж-

на служить только для установки на ней соответствующей колонны обсадных труб. Если нет необходимости крепления скважины обсадными трубами, то не следует переходить на меньший диаметр, рассчитывая потом на разбуривание ствола скважины, в твердых породах требует много времени, а в мягких может привести к образованию новой ветви в скважине. Переход от большего к меньшему диаметру скважины необходимо осуществлять ниже контакта двух слоев пород.

Нередко контакт двух слоев пород является ослабленным участком. В этом участке могут происходить утечка промывочной жидкости, размывание пород зоны контакта, перемещение колонны обсадных труб вниз по скважине и, в конечном счете, отвинчивание низа колонны, что является сложной аварией. Поэтому под любую колонну обсадных труб необходимо углубить скважину ниже ослабленного контакта слоев не менее чем на 2—5 м и установить башмак колонны на прочном основании.

Наконец, в проектной конструкции скважины предусматриваются диаметры обсадных труб и глубины установки их башмаков.

Разработанная схема конструкции скважины с краткой, но достаточной характеристикой геологических условий бурения должна легко читаться. В ней все элементы конструкции должны быть увязаны с геологическим строением и возможными зонами осложнений.

Обсадные колонны по своему назначению подразделяются следующим образом:

Направление *(*или ***направляющая)*** - колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором и обрушения. Направление, как правило, одно. Однако могут быть случаи крепления скважин двумя направлениями. Обычно направление спускают в заблаговременно подготовленный шурф или скважину и бетонируют на всю длину. Иногда направления забивают в породу, как сваю.

Кондуктор - колонна обсадных труб - предназначен для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колон.

Промежуточная обсадная колонна – служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин. Их может быть несколько.

Эксплуатационная колонна - последняя (в порядке установки) колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от всех остальных пород и извлечения из скважины нефти, воды, песка, газа или, наоборот, для нагнетания в пласты жидкости

или газа. Иногда в качестве эксплуатационной колонны может быть использована (частично или полностью) последняя промежуточная колонна.

Промежуточные обсадные колонны могут быть нескольких видов:

сплошные - перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;

потайные - для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;

летучки – специальные промежуточные обсадные колонн (установленные впотай), служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками возникли, во-первых, как практическое решение проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, как решение задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

В тяжелых условиях бурения (искривление ствола, большое количество рейсов) в конструкции скважины предусматриваются специальные виды промежуточных обсадных колонн - ***поворотные*** или ***сменные.***

Проектная конструкция обязательно составляется на каждую скважину или группу скважин. Она служит основанием для всех инженерных расчетов, связанных с бурением.

Для составления проектной конструкции скважины необходимо иметь следующие исходные сведения: назначение и цель бурения скважины; геологическое строение данного участка; проектную длину ствола скважины и ее азимутальное и зенитное направления; необходимый конечный диаметр скважины.

Назначение и цель бурения скважины определяют выбор конечного диаметра и возможного способа разрушения пород забоя.

Описание геологического строения данного участка или района работ должно отражать: литологический состав горных пород; их физико-механические свойства и категории по буримости; трещиноватость, раздробленность, сыпучесть, плывучесть с точки зрения устойчивости ствола скважины; набухание при впитывании влаги; наличие водоносных горизонтов; наличие зон поглощения промывочной жидкости или напорных вод; место возможных выбросов в скважину воды или газов; возможное наличие закарстованности (на каких глубинах и в каких породах). Кроме

того, необходимо учитывать глубины расположения старых подземных горных выработок.

Проектная длина ствола скважины, ее азимутальное направление и зенитные углы существенно влияют на выбор конструкции. Во всех случаях проектант должен учитывать направление скважины, условия ее бурения (с поверхности, из подземной горной выработки, с плавсредства) и глубину. Условия сооружения скважины с учетом ее глубины и направления, прежде всего, влияют на выбор буровой установки, способ выполнения спускоподъемных операций при бурении и т. п.

Выбор конечного диаметра скважины, прежде всего, зависит от целей бурения (на твердые, жидкие, газообразные полезные ископаемые или для других целей — подземного выщелачивания, инженерной геологии и др.

В благоприятных геологических условиях (относительно устойчивые породы) зазор между двумя соседними обсадными колоннами (между колонной и стенкой скважины) может быть минимальным. В условиях обрушающихся и набухающих пород при значительной длине интервала обсаживания для беспрепятственного спуска следует предусматривать больший зазор между колонной и стенкой скважины.

В монолитных устойчивых породах постановка обсадных колонн вообще может не предусматриваться.

Так как конструкция буровой скважины существенным образом зависит от цели и условий бурения, то единой методики проектирования конструкции, справедливой для любой буровой скважины, существовать не может. Ниже рассмотрены методики проектирования конструкций наиболее характерных типов буровых скважин.

5.1. Методика проектирования конструкций разведочных скважин на твердые полезные ископаемые

При бурении на твердые полезные ископаемые обычно принимают конечный диаметр буровых коронок 76, 59 или 46 мм (кроме бурения на строительные материалы, каменные угли, бокситы, минеральные соли и бурения на россыпях).

Для обеспечения отбора керна различными колонковыми наборами в чрезвычайно сложных геологических условиях может быть принят конечный диаметр 93 мм.

При бурении на каменные угли основной конечный диаметр 76 мм (в плотных углях – 59 мм), на минеральные соли – 93 мм, на бокситы - - 93 и 112 мм (в плотных бокситах – 59 мм).

Если геологический разрез слабо изучен или в данном участке возможны различные осложнения при бурении скважин, то выбранный конечный диаметр скважины оставляют запасным (резервным). В этом случае вся проектная конструкция скважины должна быть на один диаметр больше.

ВИТР разработал рекомендации по выбору конечных диаметров бурения в зависимости от группы месторождений (табл. 5.1), генетических типов месторождений (табл. 5.2) и габаритов геофизической аппаратуры (табл. 5.3).

При выборе конструкции скважин необходимо стремиться к составлению наиболее простых конструкций - одноколонных.

Таблица 5.1

Рекомендации по минимально допустимым диаметрам керна в зависимости от полезного ископаемого и характера его распределения.

Группа	Характер распределения компонентов	Характеристика месторождений и полезные ископаемые	Мииимальио допустимый диаметр керна, мм	Диаметр, мм
I	Весьма равномерный	Наиболее выдержанные месторождения черных металлов, химического сырья (сера, мышьяк, фосфор). Подавляющее большинство месторождений угля и горючих сланцев	22	36
II	Неравномерный	Подавляющее большинство месторождеиий цветных металлов. Некоторые месторождения никеля, редких металлов, золота. Сложные месторождения полезных ископаемых группы I.	22-32	36-46
III	Весьма неравномерный	Большинство месторождений редких, некоторых цветных и благородных металлов; наиболее сложные по форме и нарушенные месторождения цветных металлов, не вошедшие в группу II	32-42	46-59
IV	Крайне неравномерный	Мелкие и весьма нарушенные месторождения редких и благородных металлов с очеиь сложным распределением компонентов; месторождения, не вошедшие в группы I—III	42-60	59-76

Примечание. Меньшее значение диаметра керна допускается при благоприятных текстурах пород.

Таблица 5.2

Минимально допустимые диаметры керна и скважин

Генетические типы месторождений и главнейшие промышленные типы руд	Допустимые диаметры керна, мм		Диаметр скважины, мм
	из зарубежной практики	рекомендуемые (по Л.Б.Дралюку)	
Магматические месторождения			
Хромитовые	20,6	22	36
Титаномагнетитовые	38	32	46
Медно-никелевые	22,2-32	32-42	46-59
Редкометальные		32	59-76
Пегматитовые месторождения			
Редкометальные	28,6-41,3	42-60	59-76
Контактово-метасоматические (скарновые) месторождения			
Железные	28,6	32	46
Молибдено-вольфрамовые	28,6	32-60	46-76
Медные	28,6	32	46
Руды других металлов (золота, свинца, цинка)		32	46
Гидротермальные месторождения			
Меднопорфиритовые		42	59
Колчеданные	28,6	32	46
Медистые песчаники	22,2	22	36
Сидеритовые	28,6	22	36
Вольфрамо-молибденовые	28,6-54	32-60	46-76
Оловянные	23,8-33,3	32-42	46-59
Свинцово-цинковые	28,6	32-42	46-59
Сурьмяно-ртутные и мышьяковые		60	76
Золотые	19,0-28,3	22-32	36-46
Урано-ванадиевые	19,0	22	36
Осадочные месторождения			
Силикатные никелевые		22-42	36-59
Золотоносные	28,3	32	46
Бокситы	28,6	32-42	46-59
Метаморфогенные месторождения	20,6	32	46
Железистые кварциты	31,4	32	46
Золотоносные конгломераты			

Примечание.
Рекомендация для ряда руд нескольких диаметров керна обусловлена фактическими результатами опробования.

Следует также учитывать одно из основных требований к конструкции скважин при алмазном бурении - рациональное сочетание диаметров бурильных колонн и диаметров скважин (диаметров открытого ствола скважины и внутренних диаметров предыдущих обсадных колонн). Поэтому при выборе конструкции нужно избегать применения обсадных

колонн, спущенных впотай и ступенчатости открытого ствола скважины. В благоприятных случаях следует предусматривать спуск всех обсадных колонн с поверхности с последующим извлечением их по окончании бурения для повторного использования. При неалмазном способе бурения в экономически оправданиях ситуациях допустимо применение потайных обсадных колонн для перекрытия зон нарушений или подземных горных выработок.

Применение потайных обсадных колонн и бурение в ступенчатом открытом стволе категорически запрещается при использовании комплекса снарядов со съемными керноприемниками (ССК).

Таблица 5.3

Минимально допустимые диаметры скважин в зависимости от габаритных размеров геофизической аппаратуры

Назначение	Наружный диаметр скважинного прибора, мм	Номинальный диаметр скважины, в которой возможно применение данной аппаратуры, мм
Каротажная аппаратура		
Радиометрические исследования	28-60	36-76
Магнитометрия	40	46
Термокаротаж	40	46
Резистивиметрия	50	59
Инклинометрия	25-70	36-76
Кавернометрия	70	76
Аппаратура для изучения околоскважинного пространства		
Векторная магнитометрия	40	46
Радиопросвечивание	38-50	46-59
Амплитудно-фазовые измерения	53	59

Ступенчатость ствола скважин при алмазном бурении допускается в аварийных ситуациях или в глубоких (более 1000 м) скважинах, когда в нижних интервалах бурение ведется на сравнительно небольших (400-500 мин$^{-1}$) частотах вращения; в этих же случаях допускается и применение потайных обсадных колонн.

Затрубный зазор между стенками скважины и наружной поверхностью колонны обсадных труб нужно обязательно тампонировать глиной или цементным раствором.

В зависимости от назначения и срока действия скважины тампонирование производят:

- в неглубоких разведочных скважинах на высоту 1-3 м от места установки башмака колонны;

- в глубоких разведочных и эксплуатационных скважинах, рассчитанных на длительный срок их действия, по всему затрубному зазору до устья скважины цементным раствором.

При сооружении скважин обязательно (кроме случаев выхода устойчивых коренных пород на поверхность) предусматривается установка направляющей трубы и кондуктора. Направляющую трубу нужно устанавливать на глубину 3-6 м и тампонировать затрубный зазор от башмака до устья скважины. Она служит для предотвращения размыва устья скважины, направления промывочной жидкости в желобную систему и предотвращения размыва площадки под буровой установкой. Забуривание скважины под направляющую трубу производится при минимальном количестве промывочной жидкости, подаваемой в скважину, пониженной осевой нагрузке на забой и минимальной частоте вращения бурового снаряда. Во избежание размыва устья скважины и площадки под буровой установкой забуривание под направляющую трубу обычно производится коронками, а не долотами. При бурение долотами требуется подача большого количества промывочной жидкости, что приводит к размыву площадки, устья и ствола скважины.

Кондуктор устанавливают для закрепления неустойчивых и водоносных пород и сохранения заданного направления скважины на глубину 20 - - 60 м. Башмак кондуктора устанавливают в устойчивых коренных породах и обязательно тампонируют, а при глубоком бурении тампонируют все затрубное пространство.

Кроме направляющей трубы и кондуктора в конструкции скважины иногда должна быть предусмотрена установка колонн обсадных труб.

Для закрепления крайне неустойчивых пород, которые обваливаются со стенок скважины даже при применении специальных промывочных растворов; разобщения (изоляции) одних водоносных горизонтов от других; ликвидации катастрофического поглощения промывочной жидкости; перекрытия подземных горных выработок.

В некоторых условиях бурения приходится предусматривать в проектной конструкции скважины дополнительную колонну обсадных труб, которая защищает первую от быстрого износа ее бурильными трубами.

Для этого в скважину спускают вторую, защитную, колонну обсадных труб или спускают одну колонну, собранную из толстостенных обсадных труб.

Типичная конструкция скважины приведена на рис. 5.1.

Для типизации конструкций скважин рекомендуется шифр, предложенный Е.А. Козловским, включающий:

- глубину скважины (проектную или фактическую), м;

№ слоя пород	Геологическая колонка	Интервал глубины, м		Мощность слоя, м	Горная порода	Категория пород по буримости
		от	до			
1		0,00	4,50	4,50	Суглиноk	II
2		4,50	15,00	10,50	Глина песчанистая	III
3		15,00	40,00	25,00	Песок глинистый водоносный	II
4		40,00	60,00	20,00	Глина плотная	IV
5		60,00	110,00	50,00	Известняк плотный доломитизированный	VI
6		110,00	150,00	40,00	Кремнистые сланцы	VIII
7		150,00	250,00	100,00	Альбитофиры слабо трещиноватые	IX
8		250,00	290,00	40,00	Залежь руды	X
9		290,00	320,00	30,00	Альбитофиры плотные	IX

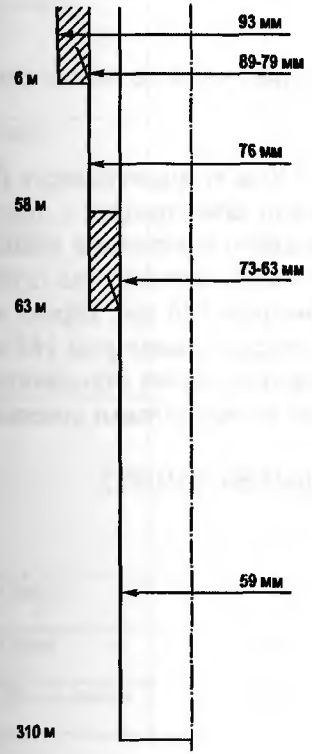


Рис. 5.1. Конструкция скважины колонкового бурения на твердые полезные ископаемые

- способ бурения на конечной глубине (А – алмазными коронками, Т - твердосплавными коронками, Г – гидроударниками, П – пневмоударниками, Ш – шарошечными долотами, АС – комплексами ССК или КССК, АГ – гидроударниками с алмазными коронками);
- конечный диаметр скважин (46, 59, 76, 93), мм;
- сложность конструкции скважин по числу обсадных колонн (I, II, III, БО – без обсадки);
- глубину спуска, диаметр и тип обсадных колонн;
- диаметр, вид бурения и глубину каждой ступени открытого ствола.

В табл. 5.4 приведены некоторые рекомендации по рациональным конструкциям скважин при разведке различных полезных ископаемых. Конструкции скважин можно классифицировать и другими способами. Приведенные рекомендации по проектированию конструкций скважин, естественно, не охватывают всего многообразия условий бурения.

Пример.

Шифр конструкции скважины проектной глубиной 500 м алмазного бурения двухколонной конструкции – первая (считая сверху) колонна на глубину 50 м из труб диаметром 89 мм ниппельного соединения, вторая – до глубины 150 м из труб диаметром 73 мм ниппельного соединения, конечный диаметр скважины 59 мм:

500 А 59 II 50 (89Н) 150 (73Н)

То же, но последняя колонна из труб безниппельного соединения, бурение открытого ствола комплексом ССК:

500 АС 59 II 50 (89Н) 150 (73БН)

Шифр конструкции скважины глубиной 1520 м твердосплавного бурения конечным диаметром 76 им трехколонной конструкции - третья колонна длиной 50 м составлена из труб ниппельного соединения диаметром 108 ми, опущена впотай на глубину 350 м; вторая колонна -до глубины 200 м из труб ниппельных заготовок диаметром 146 мм; первая колонна (направляющая труба) ниппельного соединения диаметром 168 мм опущена до глубины 17 м; открытый ствол скважины имеет ступенчатую форму, причем до глубины 917 м бурение велось шарошечными долотами диаметром 93 мм:

1520 Т 76 III 17(168Н) 200 (146НЗ) 350 (108Н/50) 93Ш917

Таблица 5.4

Рекомендуемые рациональные конструкции скважин [90]

Вид полезного ископаемого	Глубина бурения, м	Шифр конструкции скважины
Уголь	0-300	300 А (Т) 59 I l_1 (73Н)
	0-700	700 А (Т) 59 I l_1 (73Н)
	0-1000	1000 А (АС) 59 II l_1 (108Н) l_2 (89НЗ)
		1000 А 59 I l_1 (89НЗ) А76 600 (700)
	0-1500	1500 А (АС) 59 II l_1 (108Н) l_2 (89НЗ)
		1500 А 59 I l_1 (89НЗ) А76 800 (1000)
	0-2000 и более	2000 А (АС) 59 II l_1 (127Н) l_2 (89Н) А76 1000 (1200)
		2000 А 176 III l_1 (146Н) l_2 (127Н) l_3 (89НЗ) Т 93 (800)
Железо	0-300	300 А 59 I l_1 (73Н)
		300 А 46 I l_1 (57Н)
	0-500	500 А 59 I l_1 (73Н)
		500 А 59 II l_1 (89Н) l_2 (73Н)
		500 А 46 II l_1 (73Н) l_2 (57НЗ)
	0-700	700 А 59 I l_1 (89НЗ)
		700 А 46 I l_1 (73НЗ)
		700 А 59 II l_1 (89Н) l_2 (73Н)
		700 А 46 II l_1 (89Н) l_2 (73НЗ)
	0-1000	1000 А 46 II l_1 (89Н) l_2 (73НЗ) А59 700(800)
	0-2000 и более	2000 А 59 II l_1 (89Н) l_2 (73НЗ) А76 1100(1200)
Бокситы	0-700	700 А (Т) 59 II l_1 (89Н) l_2 (73Н)
	0-1000	1000 А 59 II l_1 (108Н) l_2 (73НЗ)
		1000 А 59 II l_1 (127Н) l_2 (108НЗ) А76 500(700)
	0-1500	1500 А 59 II l_1 (108Н) l_2 (73НЗ)
		1500 А 59 II l_1 (127Н) l_2 (108НЗ) А76 800(1000)
Золото	0-300	300 А 59 I l_1 (73Н)
		300 А 46 I l_1 (57Н)
	0-500	500 А (АС) 59 I l_1 (73Н)
		500 А (АС) 46 I l_1 (57 · 4,5)
Медь	0-300	300 А (АС, Г) 59 I l_1 (73Н)
		300 А (АС) 46 I l_1 (57Н)
	0-1000	1000 А (Г) 59 I l_1 (89НЗ)
		1000 АС 59 I l_1 (73 · 5)
		1000 АС 46 I l_1 (57 · 5)
	0-1500	1500 А 59 I l_1 (108НЗ) А76 800 (1000)
		1500 АС 59 I l_1 (73 * 5)
Никель	0-700	700 А (АС) 59 I l_1 (73Н)
		700 А 46 I l_1 (73НЗ)
		700 АС 46 I l_1 (57 * 4,5)
	0-1500 и более	1500 А 59 I l_1 (73НЗ)
		1500 А 59 I l_1 (73НЗ) А (Ш) 76 800 (1000)
		1500 АС 59 I l_1 (73 * 5)
		1500 А 59 II l_1 (89Н) l_2 (73НЗ)
Слюда	0-300	300 (500) А 59 I l_1 (73Н)
	0-500	300 (500) АС 76 I l_1 (89Н)
Олово	0-300	300 (500) А 59 I l_1 (73Н)
	0-500	300 (500) АС 76 I l_1 (89Н)
Цинк и свинец	0-300	300 (500) А (АС) 59 I l_1 (73Н)
	0-500	300 (500) АС 76 I l_1 (89Н)

5.2. Методика проектирования конструкций эксплуатационных добычных скважин на нефть и газ

Раздел составлен по материалу справочника [19].

Конструкция скважин определяется числом спускаемых обсадных колонн, глубиной их установки, диаметром применяемых труб, диаметром долот, которыми ведется бурение под каждую колоину, высотой подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве и конструкцией забоя.

Характеристики указанных показателей при выборе конструкции скважины в общем случае зависят от комплекса неуправляемых и управляемых факторов.

К неуправляемым факторам следует отнести следующие: геологические условия месторождения: глубину залегания продуктивных пластов, их продуктивность и коллекторские свойства; пластовые и поровые давления, а также давления гидроразрыва проходимых пород; физико-механические свойства и состояние пород, вскрываемых скважиной с точки зрения возможных обвалов, осыпей, кавернообразования, передачи на колонны горного давления и т. д.

К управляемым факторам можно отнести цель и способ бурения; число продуктивных горизонтов, подлежащих опробованию; способ вскрытия продуктивных горизонтов; материально-техническое обеспечение.

В первую очередь выбирают число обсадных колонн и глубины их спуска исходя из недопущения несовместимости условий бурения отдельных интервалов ствола. Под несовместимостью условий бурения понимается такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно или экономически нецелесообразно.

При проектировании конструкции скважины строится совмещенный график изменения эквивалента градиента пластового давления, эквивалента градиента давления гидроразрыва и эквивалента градиента гидростатического давления столба бурового раствора по глубине залегания рассматриваемого горизонта.

$$\rho_{эпл} = \frac{P_{пл}}{0{,}01 \cdot h}, \qquad (5.1)$$

$$\rho_{эгр} = \frac{P_{гр}}{0{,}01 \cdot h}, \qquad (5.2)$$

$$\rho_{эбр} = \frac{P_{бр}}{0{,}01 \cdot h}, \qquad (5.3)$$

где $\rho_{эпл}$, $\rho_{эгр}$ и $\rho_{эбр}$ – эквиваленты градиентов пластового давления $P_{пл}$ (МПа), давления гидроразрыва $P_{гр}$ (МПа) и гидростатического давления столба бурового раствора $P_{бр}$ (МПа) соответственно;

h - глубина залегания рассматриваемого горизонта, м.

Эквивалент градиента давления – это та относительная плотность некоторой жидкости, столб которой на глубине h создает давление равное давлению пластовому (поровому) $P_{пл}$, гидроразрыва $P_{гр}$ или столба бурового раствора $P_{бр}$.

Величины $P_{пл}$, $P_{гр}$ или определяют на основании данных промысловых исследований, или прогнозируют. В интервалах залегания высокопластичных пород (например, галита при высоких давлении и температуре) вместо $P_{пл}$ для определения $\rho_{эпл}$ может быть использовано боковое горное давление. В интервалах интенсивных поглощений бурового раствора, ликвидировать которые в процессе бурения не удается, вместо $P_{гр}$ при определении $\rho_{эгр}$ можно использовать давление, при котором происходит интенсивное поглощение.

Линии изменения $\rho_{эпл}$, $\rho_{эгр}$ и $\rho_{эбр}$ определяют зоны совместимости внешних условий и значений одного из основных параметров бурового раствора – его относительной плотности (рис. 5.2)

Наиболее значимые требования, по которым определяется диаметр эксплуатационной колонны, диктуются условиями надежной эксплуатации скважины (добыча нефти или газа, разобщение продуктивных горизонтов и изоляция их от других горизонтов, закачивание агентов в пласты).

Диаметры промежуточных обсадных колонн, а также кондуктора и направления выбирают в соответствии с величиной кольцевого зазора между долотом и спускаемой обсадной колонной и кольцевого зазора между обсадной колонной и спускаемым в нее долотом для бурения последующего интервала.

Диаметр долота для бурения под обсадную колонну рассчитывают по формуле:

$$D_д = D_{ок} + 2\Delta_1, \qquad (5.4)$$

где $D_д$ – диаметр долота, м;

$D_{ок}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

Δ_1 – рекомендуемое значение радиального зазора, м (табл. 5.5).

Диаметр (внутренний) предыдущей обсадной колонны $d_{ок}$ определяют из условия беспрепятственного пропуска долота:

$$d_{ок} = D_д + \Delta_2, \qquad (5.5)$$

где Δ_2–рекомендуемое значение приращения диаметров, м; $\Delta_2 \approx (4\text{-}5)\cdot 10^{-3}$м.

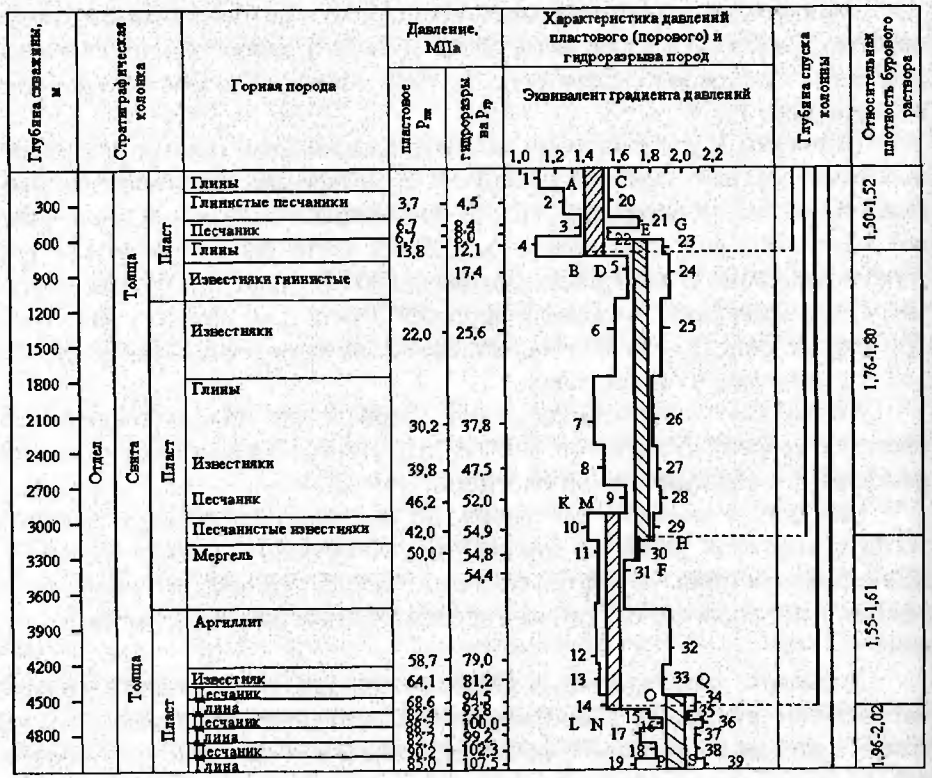


Рис. 5.2. Совмещенный график эквивалентов градиентов давлений для выбора конструкций скважин

Таблица 5.5

Рекомендуемые значения радиального зазора между скважиной и обсадной колонной [82]

Условный внешний диаметр обсадных труб $D_{ок}$, мм	114; 127	140; 146	168; 178; 194	219; 245	273; 299	325; 340; 351	377; 406; 426; 473; 508
Радиальный зазор Δ_1, мм	10-15	15-20	20-25	25-30	30-35	35-45	45-50

Указанные величины зазоров на конкретных месторождениях уточняются в зависимости от длины интервала выхода из-под башмака предыдущей колонны, степени искривления ствола скважины, степени совершенства технологии, обученности бригад и других факторов.

Конечный диаметр бурения выбирается в соответствии с диаметром эксплуатационной колонны, который принимается в соответствии с возможным суммарным дебитом продуктивного пласта (табл. 5.6).

Таблица 5.6

Соответствие рекомендуемого условного внешнего диаметра эксплуатационной колонны и суммарного дебита продуктивного пласта [82]

Нефтяные скважины		Газовые скважины	
Суммарный дебит, $м^3$/ сут	Рекомендуемый внешний диаметр эксплуатационной колонны, мм	Суммарный дебит, тыс.$м^3$/ сут	Рекомендуемый внешний диаметр эксплуатационной колонны, мм
< 40	114	< 75	114
40 – 100	127 – 140	75 – 250	114 – 146
100 – 150	140 – 146	250 – 500	146 – 168
150 – 300	168 – 178	500 – 1000	168 – 219
> 300	178 - 194	1000 - 5000	219 - 273

Выбор конструкции забоя скважины производится согласно схеме, представленной на рис. 5.3 из следующих вариантов.

На рис. 5.3 *а, б,* в приведены конструкции с открытым забоем: продуктивный горизонт открыт и не зацементирован, при этом конструкция может быть как с фильтром, так и без него; на рис. 5.3 *г, д* — конструкции забоев смешанного типа: нижняя часть продуктивного объекта открыта, а верхняя перекрыта обсадной колонной с последующим ее цементированием и перфорацией; на рис. 5.3, *е* приведена конструкция с закрытым забоем: продуктивные горизонты перекрыты сплошной или потайной колонной с последующим цементированием скважины и вскрытием пласта

перфорацией; на рис. 5.3, *ж* — конструкция забоя для предотвращения выноса песка: против продуктивного пласта установлены забойные фильтры; на рис. 5.3, *з* — конструкция забоя для предотвращения выноса песка: призабойная зона закреплена проницаемым тампонажным материалом.

5.3. Методика проектирования конструкций эксплуатационных добычных геотехнологических буровых скважин

Конструкции эксплуатационных скважин для подземного выщелачивании (ПВ) металлов

При выборе конструкции эксплуатационных скважин для подземного выщелачивания полезных ископаемых с использованием кислотных растворителей металла необходимо учитывать следующее [5, 20]: обеспечение высокой стойкости материала обсадных труб к химически агрессивным средам, а также механической прочности обсадных труб в условиях горного давления и гидродинамических нагрузок, внутреннее сечение обсадных труб должно допускать производство ремонтно-восстановительных работ, цементирование скважин для создания гидроизоляции зон движения рабочих и продуктивных растворов и проведение необходимых геофизических и гидрогеологических наблюдений за ходом процесса ПВ; возможность создания надежной гидроизоляции надрудного горизонта, особенно в случае эксплуатации маломощных рудных тел, находящихся в зоне водоносных горизонтов; в процессе бурения не должна нарушаться целостность нижнего водоупора, в случае перебуривания водоупора необходимо предусматривать в дальнейшем его тампонирование; утяжелитель для спуска в скважину полиэтиленовых обсадных колонн необходимо изготовлять из инертных материалов или же он должен быть извлекаемым; при оборудовании нижней части фильтра отстойником с окнами для облегчения освоения скважины необходимо предусматривать возможность перекрытия окон после окончания работ по освоению; для предохранения затрубного пространства скважин от проникновения с поверхности рабочих растворов следует использовать специальное оборудование устья; срок службы скважин должен быть не менее срока отработки блока.

При отработке месторождений полезных ископаемых методом подземного выщелачивания особые требования предъявляются и к фильтрам буровых скважин.

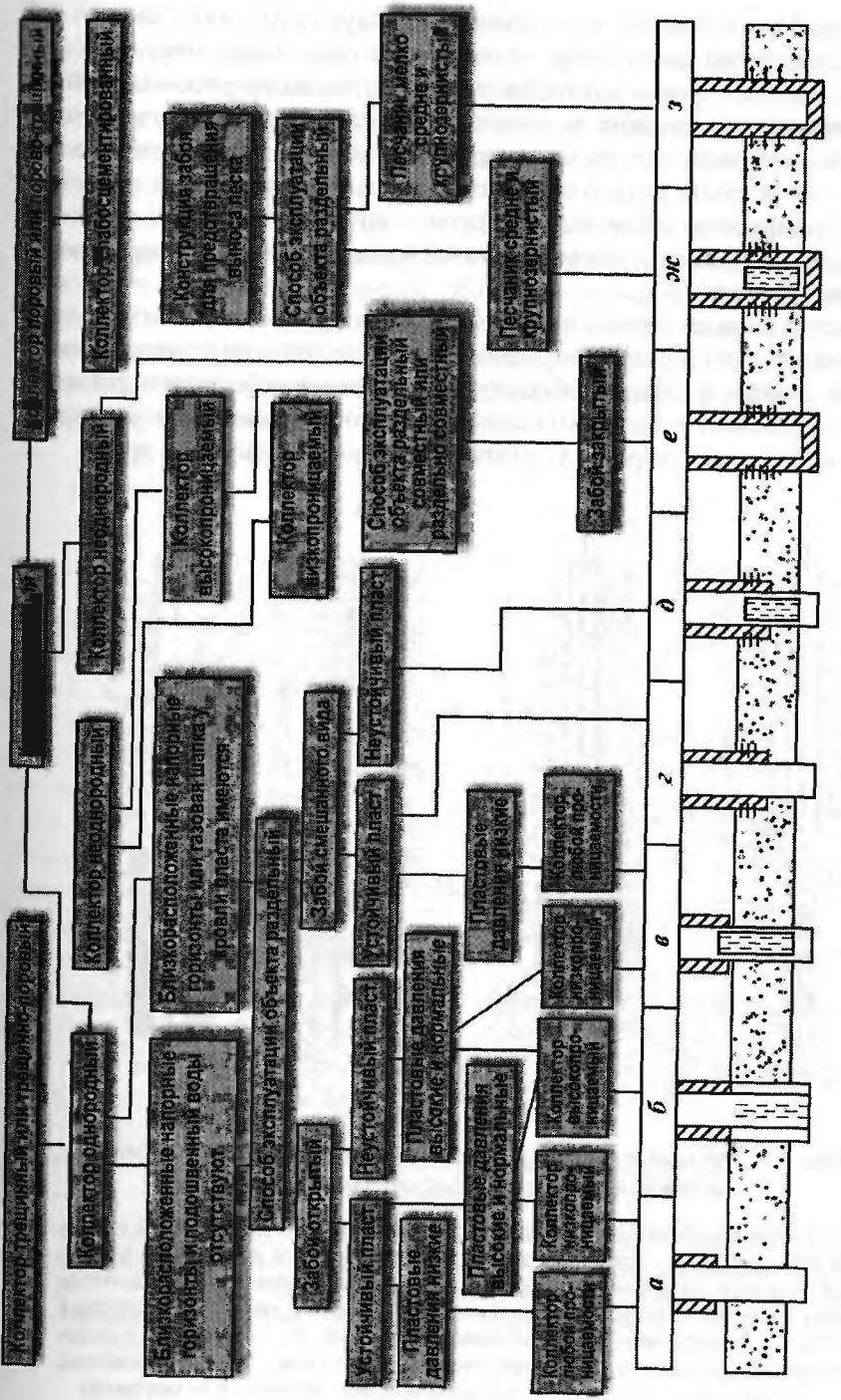


Рис. 5.3. Схема выбора конструкции призабойного участка скважины [86]

На выбор проектных конструкций эксплуатационных скважин ПВ оказывают влияние следующие основные факторы: геологические и гидрогеологические условия месторождения (физико-механические свойства слагающих пород, глубина залегания продуктивного пласта, наличие в разрезе водоносных горизонтов и др.); принятая система отработки месторождения и схема размещения эксплуатационных скважин; проектная производительность добычных скважин; тип и конструкция растворо-подъемных устройств; географическое расположение месторождения; назначение скважин и др.

Конструкции откачных и нагнетательных технологических скважин отличаются только по диаметру применяемых эксплуатационных колонн: откачные скважины обычно оборудуются колоннами большего диаметра. Диаметры скважин и эксплуатационных колонн определяются размерами растворо-подъемных устройств (эрлифты, погружные насосы и др.).

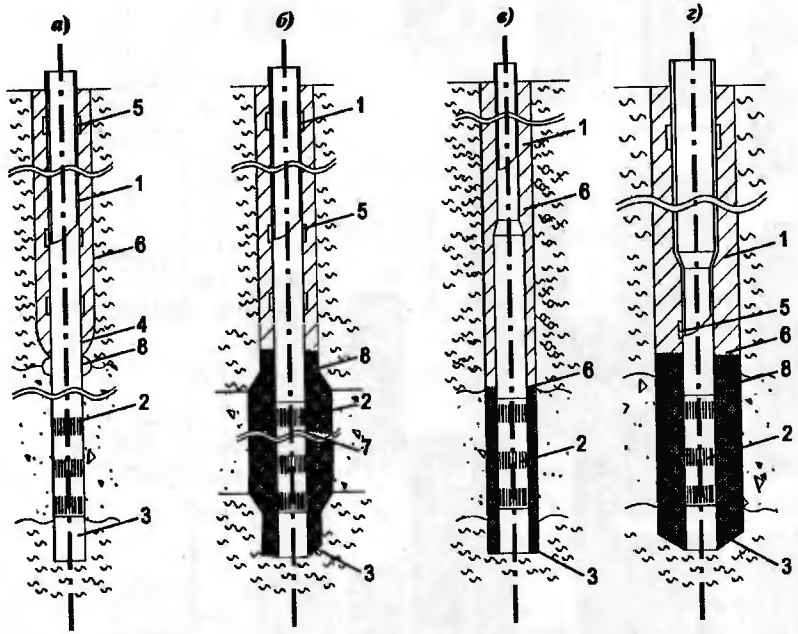


Рис. 5.4. Типовые конструкции одноколонных эксплуатационных их скважин подземного выщелачивания металлов

а — с гидроизоляцией при помощи пакера (манжеты); б — с гравийной обсыпкой фильтров; в — с комбинированной эксплуатационной колонной и эрлифтным подъемом продуктивных растворов; г — с комбинированной эксплуатационной колонной и подъемом продуктивных растворов с помощью погружных насосов; 1 — эксплуатационная колонна; 2 — фильтр; 3 — отстойник; 4 — разобщающая манжета с цементировочным устройством; 5 — утяжелитель; 6— материал гидроизоляции, 7 — песчано-гравийная обсыпка; 8 — центратор.

На рис. 5.4 показаны конструкции одноколонных эксплуатационных скважин, наиболее широко применяемых при подземном выщелачивании пластовых месторождений. В некоторых случаях при значительных глубинах залегания продуктивных горизонтов и наличии в разрезе неустойчивых пород устье скважины может быть оборудовано направляющей трубой и кондуктором.

На рис. 5.5 даны типовые конструкции высокодебитных скважин. При сооружении высокодебитных откачных скважин, оборудованных фильтрами с песчано-гравийной обсыпкой, находят применение конструкции, в которых предусмотрена обсадка ствола скважины до кровли продуктивного горизонта трубами из нержавеющей стали, стеклопластика и других, материал которых не подвержен разрушению при действии кислотных растворителей

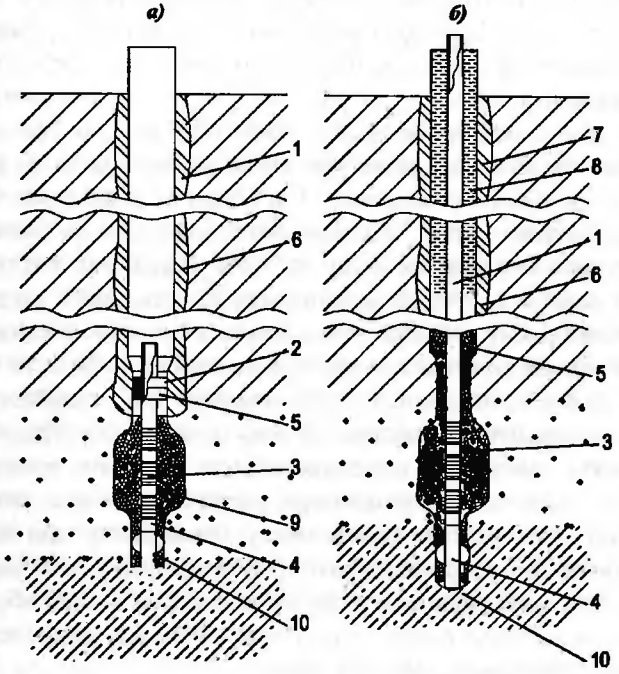


Рис. 5.5. Типовые конструкции высокодебитных эксплуатационных скважин ПВ

а — высокодебитные откачные скважины; б — скважины большой глубины при наличии неустойчивых интервалов ствола; 1 — эксплуатационная колонна; 2 — хвостовик; 3 — фильтр; 4 — отстойник; 5 — пакер; 6 — слой гидроизоляции: 7—защитная колонна: 8— глинистый раствор; 9 — гравий; 10—центратор.

Конструкции эксплуатационных скважин для скважинной гидродобычи (СГД) полезных ископаемых

Характерной особенностью буровых скважин для гидродобычи является их относительно небольшая глубина (до 200 м) при значительных поперечных размерах (350—400 мм).

Одним из важнейших требований при СГД является сокращение сроков разработки месторождений при минимальных капитальных затратах. Этот критерий должен быть положен в основу решения задач по определению экономической целесообразности использования скважин различных поперечных размеров для добычи полезных ископаемых. Оценивая по этому критерию скважины разного днаметра, можно отметить, что скважины малого диаметра быстрее вводятся в эксплуатацию, чем большего диаметра. Применение долот уменьшенного диаметра способствует снижению трудоемкости выполняемых спускоподъемных операций за счет снижения массы бурового инструмента и затрат времени на СПО, при этом повышается скорость бурения и снижается себестоимость 1 м проходки скважин.

Однако для скважин большего диаметра можно применить более мощное добычное оборудование, увеличить радиус размыва и количество руды, добытой из одной скважины. При больших диаметрах бурения достигается разрежение сетки скважин, что приводит в свою очередь к уменьшению числа охранных целиков. При разработке месторождений с разреженной сеткой достигается экономия капитальных затрат на проведение добычных работ, а также уменьшаются текущие расходы по обслуживанию добычных агрегатов за счет уменьшения их общего числа.

Как показали проведенные исследования при увеличении диаметра скважин более какой-то оптимальной величины прирост радиуса размыва и коэффициента извлечения замедляется, что приводит в свою очередь к замедлению получаемой экономии при увеличивающихся затратах на бурение скважин. В результате может наступить момент, при котором дальнейшее увеличение поперечных размеров добычного оборудования и буровых скважин станет экономически невыгодным. Таким образом, критерием выбора диаметра скважин при скважинной гидродобыче, в конечном счете, является стоимость добытой руды.

Очевидно, что переход па бурение скважин уменьшенных диаметров снижает стоимость каждой скважины, что позволяет при данном суммарном объеме капитальных затрат пробурить большее число скважин.

При скважинах больших поперечных размеров достигается экономия капитальных затрат на проведение добычных работ, но возрастают капитальные затраты, связанные с бурением скважин. Дополнительные капитальные затраты, связанные с бурением скважин большего диаметра, по

сравнению с затратами на бурение скважин меньшего диаметра можно определить по формуле

$$\Delta K_1 = N_1 \Delta C_1 d \quad , \qquad (5.6)$$

где N_1 —число скважин большего диаметра на данном участке;
$d = N_1/N_2$ — коэффициент, учитывающий сокращение скважин большего диаметра по сравнению со скважинами меньшего диаметра для разработки данного участка; N_2 —число скважин меньшего диаметра; ΔC_1 —увеличение стоимости бурения одной скважины большего диаметра.

Экономию, полученную от увеличения диаметров буровых скважин на стадии добычи руды, можно определить

$$\Delta K_2 = N_2 \Delta C_2 d \quad , \qquad (5.7)$$

где ΔC_2 —уменьшение затрат на добычу руды из скважины большего диаметра.

Если $\Delta K_2 > \Delta K_1$, то применение скважин больших диаметров является оправданным.

Проектная конструкция скважин при СГД должна обеспечить: высокие скорости бурения и оборудования, что позволяет обеспечить своевременный ввод их в эксплуатацию (это обусловлено в первую очередь временем нахождения стенок скважин в устойчивом состоянии и эффективностью метода СГД); получение необходимой информации о пласте полезного ископаемого; нормальные условия спуска и работы добычных устройств гидромониторов и гидроэлеваторов); наименьшую трудоемкость выполняемых спускоподъемных и других вспомогательных операций в процессе бурения и оборудования скважин; минимальную стоимость бурения и оборудования скважин.

Конструкции эксплуатационных скважин для СГД зависят от конструктивных особенности добычных снарядов, которые могут создаваться по двум основным направлениям.

Первый вариант гидродобычного снаряда предусматривает изготовление, монтаж и спуск гидромониторного узла совместно с корпусом снаряда. Гидромониторный узел с гидроэлеваторами находится в нижней части добычного снаряда и имеет продольное перемещение относительно статического положения наружной трубы на длину, превышающую мощность рудного пласта. При этом наружный диаметр гидромониторного узла равен наружному диаметру корпуса (трубы).

Второй вариант гидродобычного снаряда предусматривает раздельное изготовление, монтаж и спуск гидромониторного узла и корпуса снаряда. Наружная труба добычного снаряда может использоваться в качестве обсадной. Гидромониторный узел опускается на забой отдельно от наружной трубы. Вместе с внутренней трубой, по которой подается на забой вода для размыва породы и подъема пульпы, он опускается через наружную трубу после ее спуска и закрепления низа и устанавливается на специальный упор (металлический пакер). При необходимости гидромониторный узел может извлекаться без подъема наружной трубы. Пульпа подается на поверхность по межтрубному зазору.

Обсадка основного ствола скважин трубами при применении первого варианта добычного снаряда не предусматривается ввиду высокой стоимости таких скважин. Применение обсадных труб для предотвращения обвалов и течения стенок скважин, сложенных глинистыми породами, вызывает увеличение диаметров бурения, затрат времени на подготовку скважин к работе, повышает трудоемкость сооружения скважин. Это приводит к снижению производительности и повышению стоимости бурения и оборудования гидродобычных скважин, а в результате и к снижению эффективности метода СГД.

При втором варианте гидродобычного снаряда в качестве обсадных труб используются наружные трубы снаряда. При этом закрепление низа обсадных труб путем цементирования или использования пакерных устройств является обязательным. После завершения отработки скважины и выемки рудного пласта необходимо предусмотреть извлечение эксплуатационной обсадной колонны с целью ее повторного использования. Разработка мероприятий по извлечению обсадных труб при СГД является весьма актуальной задачей ввиду значительной стоимости обсадных труб и их большого расхода, так как радиус размыва в существующих конструкциях гидродобычных снарядов не превышает 7—8 м.

Для получения необходимой информации о рудном пласте на месте забуривания эксплуатационных скважин обязательным является бурение разведочной скважины с отбором керна в зоне рудного пласта. Это необходимо для уточнения контактов рудного горизонта, его мощности, условий залегания и др.

Другим важным требованием для скважин СГД является расширение их призабойной зоны для образования камеры диаметром 500—1200 мм в зависимости от диаметра и конструкции добычного агрегата. Это обусловлено тем, что требуется обеспечить нормальные условия работы гидромониторов и подъемных устройств (гидроэлеваторов) в период их включения.

При сооружении эксплуатационных гидродобычных скважин в условиях одного из месторождений осадочного типа в случае применения второго варианта добычного снаряда требуется выполнение следующих основных этапов: бурение разведочной скважины с отбором керна в зоне рудного пласта; бурение основного ствола (углубление прекращается, не доходя рудного пласта 0,5- 1,0 м); спуск эксплуатационной колонны труб с надежным закреплением нижнего конца (цементирование, пакер и др.); вскрытие рудного пласта с перебуриванием нижележащих пород на глубину до 6-8 м. Диаметр скважин должен обеспечить спуск расширителей для образования камеры; расширение нижней части скважины с помощью специальных расширителей для образования камеры диаметром 1000—1200 м.

Типовая конструкция эксплуатационных скважин и основные этапы ее сооружения для добычных снарядов, у которых наружный диаметр корпуса (трубы) равен 273 мм, для условий одного из месторождений осадочного типа, приведена на рис. 5.6.

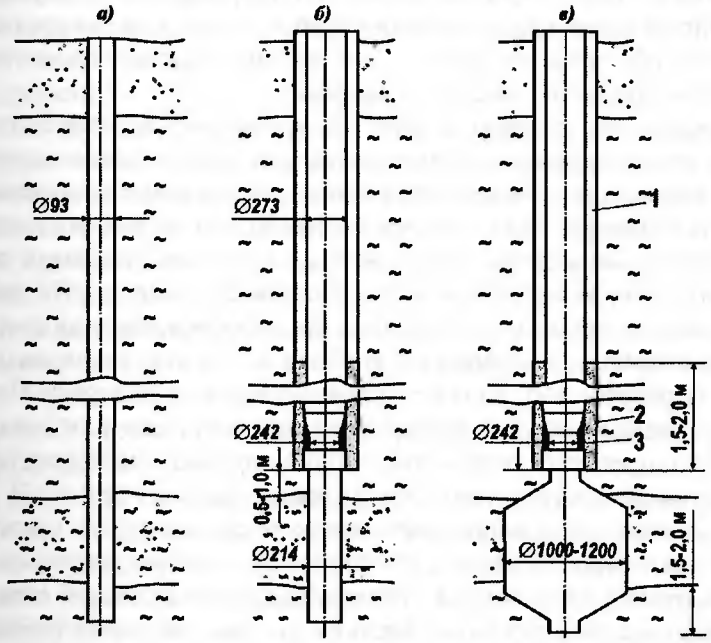


Рис. 5.6. Типовые конструкции и основные этапы сооружения эксплуатационных скважин для скважинной гидродобычи:

а — разведочная скважина; б— этап при сооружении эксплуатационной скважины; в —подготовленная к эксплуатации скважина; 1 — эксплуатационная колонна, 2 — металлический пакер, 3 — цементный стакан

Предлагаемый вариант конструкции гидродобычных скважин имеет следующие преимущества: легко закрепляется низ обсадной трубы, что улучшает условия ведения добычных работ, снижается разубоживание пульпы из-за предотвращения попадания пород со стенок скважины в отрабатываемую камеру. Кроме того, закрепление низа обсадной колонны способствует повышению устойчивости стенок скважины и уменьшению обвалов; в случае осложнений гидромониторный узел вместе с внутренней трубой добычного снаряда можно легко извлечь из скважины, оставив там только наружную трубу; упрощается извлечение эксплуатационной колонны труб, так как при удержании в скважине столба жидкости стенки скважины находятся в более устойчивом состоянии; улутшаются условия добычи благодаря более точному центрированию низа добычного снаряда по отношению к оси пробуренной скважины.

Из недостатков этого варианта конструкции скважин необходимо отметить следующие: уменьшаются поперечные размеры добычного снаряда, что может привести к уменьшению радиуса размыва и снижению эффективности добычи; цементирование низа обсадных труб увеличивает силы сопротивления при извлечении труб из скважины; возрастает объем бурения по образованию камеры, так как расширение производится от меньшего начального диаметра скважины.

Закрепить низ добычного агрегата, кроме самого распространенного способа - цементирования, можно с помощью специальных пакерных устройств. Однако для условий скважинной гидродобычи скомпоновать существующие конструкции пакерных устройств и добычных снарядов не представляется возможные Применение различных надувных пакерных приспособлений, которые можно расположить поверх трубы добычного снаряда, сопряжено со значительными трудностями, связанными со спуском их в скважину на конечную глубину (из-за выпучивания глин они могут быть разрушены), а также с приведением их в действие. Потребуется специальный канал для подачи к пакеру жидкости или воздуха. Для этих целей потребуется разработка пакеров специальной конструкции.

Уменьшение металлоемкости буровых скважин при СГД является важной задачей, так как применяющиеся обсадные трубы больших диаметров имеют значительную стоимость. Для рассматриваемых условий месторождения в приведенной конструкции гидродобычной скважины не предусматривается перекрытие верхних интервалов пород (пески, гравелиты) обсадными трубами,

Однако применение обсадных труб для перекрытия песков и гравелитов предотвращает размыв устья скважин в процессе бурения, облегчает работы по спуску добычного агрегата и способствует уменьшению сил сопротивления при его подтипе, а также извлечении обсадных труб. В

этом случае предъявляются меньшие требования к качеству глинистых растворов, и появляется в дальнейшем возможность применения для бурения основного ствола (по глинам) более прогрессивных способов проходки скважин, связанных с применением воды в качестве промывочной жидкости и гидродинамического бурения. При использовании воды для промывки скважин и подаче се на забой в больших количествах с помощью центробежных насосов позволяет, как показали выполненные исследования, резко повысить механическую скорость бурения до 50 м/ч. Внедрение гидродинамического бурения при СГД позволит коренным образом изменить технологию бурения и оборудования скважины и совместить процесс бурения со спуском добычного агрегата.

Конструкции эксплуатационных скважин для подземного растворения солей (ПРС)

Вскрытие соляных залежей с целью подземного растворения солей (ПРС) производится вертикальными и наклонно направленными скважинами. Последние применяются при маломощных пластах (до 2-4 м) как одиночно работающие, так и в сочетании с вертикальными скважинами с предварительной сбойкой их забоев.

К скважинам предъявляются следующие основные требования: вскрытие соляной залежи должно осуществляться на необходимую глубину; ствол скважин и камеры растворения должны быть надежно изолированы от проникновения в них как поверхностных, так и подземных вод из надсолевой и околосолевой толщи пород; утечки нерастворителя, растворителя и рассола недопустимы; сечение ствола скважин должно позволять установку эксплуатационных колонн труб для осуществления раздельной подачи растворителя и нерастворителя, а также извлечения рассолов; должна обеспечиваться необходимая надежность и долговечность скважин в период эксплуатации.

На рис. 5.7 даны конструкции эксплуатационных скважин для подземного растворения солей.

При камерных системах разработки месторождений наибольшее распространение получила трехколонная конструкция скважин, которая обеспечивает производительность добычи рассола по одной скважине от 40 до 100 $м^3$/ ч при глубине разработки залежи до 1200-1400м (рис. 5.7, *а*). При противоточном растворении применяется двухколонная конструкция скважин, показанная на рис. 5.7, *б*.

Разработка соляных залежей сплошным растворением пласта по всей площади или разработка системой спаренных скважин ведется скважинами одноколонной конструкции.

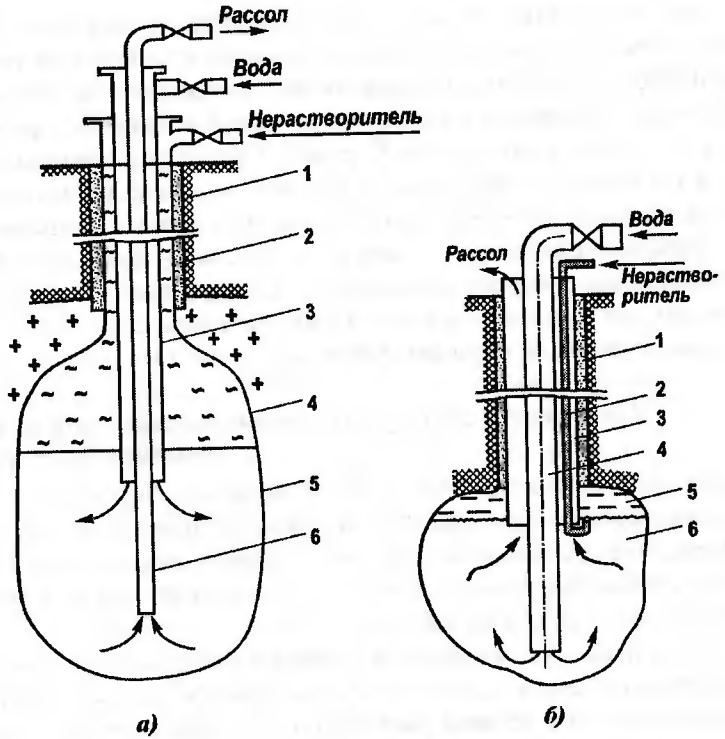


Рис. 5.7. Конструкции эксплуатационных скважин для подземного растворения солей:

а — трехколонная конструкция: 1 — обсадная колонна, 2 — цементное кольца. 3, 6 — эксплуатационные колонны; 4 — нерастворитель, 5 — камера; б— двухколонная конструкция при противоточном растворении: 1 — цементное кольцо, 2 — трубка для подачи нерастворителя. 3 – обсадная колонн;. 4 — эксплуатационная колонна: 5 — нерастворитель, 6 — камера.

Конструкция одиночных как вертикальных, так и наклонных скважин включает обсадную или основную колонну труб, которая цементируется на всю ее глубину, и эксплуатационные колонны труб. Величина заглубления обсадной колонны в соляной пласт для простых геологических условий принимается равной 5-10 м, а при неблагоприятных условиях (наличие трещиноватости или неоднородности кровли соляной залежи, карстов в пласте соли др.) она может быть увеличена до пределов, допускающих рентабельность отработки пласта на оставшуюся его мощность до 15-25 м.

Для многослойной соляной залежи с помощью обсадной колонны труб производится перекрытие первого (сверху) пласта соли при небольшой его мощности или части пласта при мощности от 10 до 50 м и более с

учетом оставления предохранительного целика и необходимости перекрытия некондиционных пластов залежи в кровле.

Мощность потолочного целика определяется глубиной залегания соляной залежи и физико-механическими свойствами пород. Чем выше прочность надсолевых пород, тем меньше принимается мощность целика. Для одиночных камер мощность целика принимается равной 5-20 м, а для спаренных от 10 до 60 м.

Диаметр обсадной колонны выбирается с учетом обеспечения установки внутри нее эксплуатационных (водоподающей и рассолоподъемной) колонн труб и возможности подачи растворителя в количествах, позволяющих получить заданную производительность скважин по рассолу. Для вертикальных скважин диаметр обсадных колонн колеблется в пределах 324-273 мм, а для наклонных он не превышает 168-219 мм. При этом диаметр ствола технологических скважин для подземного растворения солей колеблется в пределах 250-500 мм.

Глубина скважин определяется глубиной залегания соляной залежи, вскрытие которой производится буровой скважиной не на полную мощность, а с оставлением целика в нижней части (до 5 м) с целью предотвратить утечки рассолов в подстилающие породы и разгерметизацию камер выщелачивания.

При сооружении глубоких (более 1200 м) технологических скважин для ПРС и при наличии сложных геологических условий с целью перекрытия неустойчивых пород предусматривается спуск кондуктора и промежуточных обсадных колонн, которые полностью цементируются.

Для оборудования скважин применяются стальные обсадные трубы. Толщина стенок обсадных труб принимается максимальной 12 мм для скважин со сроком эксплуатации более 25 лет и минимальной 8 мм при сроке эксплуатации скважин до 10 лет.

Диаметры водоподающей и рассолоподъемной колонн выбираются с учетом минимальных потерь напора, чтобы сечение межтрубного пространства между водоподающей и рассолоподъемной колоннами было приблизительно равно сечению рассолоподъемной трубы. Это достигается при соотношении величин диаметров указанных труб, равном 0,69. Например, при применении обсадных колонн диаметром 324 мм диаметры водоподающей и рассолоподъемной колонны труб принимаются равными соответственно 219 и 146 мм, а при диаметре обсадной колонны 219 мм диаметры этих труб могут быть приняты равными соответственно 146 и 89 мм,

Устье технологических скважин для подземного растворения солей оборудуется специальными оголовками для регулирования подачи растворителя и нерастворителя, а также извлечения рассолов.

В процессе сооружения скважин ПРС и их эксплуатации предусматривается целый комплекс различных исследований, который включает регулирование и контроль формообразования камер, положение уровня нерастворителя в камере, контроль глубины установки эксплуатационных колонн (водоподающей и рассолоподъемной), а также осуществление контроля количественных и качественных показателей потоков (растворителя, рассола и нерастворителя).

Конструкции эксплуатационных скважин для подземной выплавки серы (ПВС)

Выбор рациональной конструкции технологических скважин для подземной выплавки серы определяется технико-экономическими показателями добычи с учетом обеспечения безаварийного ведения работ.

Диаметр ствола скважины выбирается в зависимости от размеров обсадных и эксплуатационных колонн. При этом эксплуатационные колонны представлены водоподающей, предназначенной для подачи теплоносителя, растворо подъемной (серной) для подъема из скважины серы и воздухоподающей (эрлифтной) трубами. Все эксплуатационные колонны расположены концентрически, внутри обсадной колонны. Кроме перечисленных рабочих колокнн при сооружении скважин в сложных горно-геологических условиях предусматривается перекрытие неустойчивых интервалов скважин выше продуктивного пласта обсадными трубами.

Диаметры эксплуатационных колонн устанавливаются в зависимости от производительности скважин, температуры нагнетаемой жидкости и поднимаемого раствора серы. При сооружении технологических скважин ПВС для подачи теплоносителя наиболее широко применяются эксплуатационные колонны диаметром 168-219 мм, при этом диаметр растворо-подъемных труб обычно равен 89-114 м, а воздухоподающих – 22-34 мм.

В практике сооружения технологических скважин, для подземной выплавки серы применяются одно- и двухколонные конструкции (рис. 5.8). Конструкция скважины для нагрева нефтяных пластов показана на рис. 5.9.

5.4. Методика проектирования конструкции эксплуатационных добычных скважин на воду

Среди буровых скважин на воду различают скважины, оборудованные фильтрами и бесфильтровые скважины (рис. 5.10).

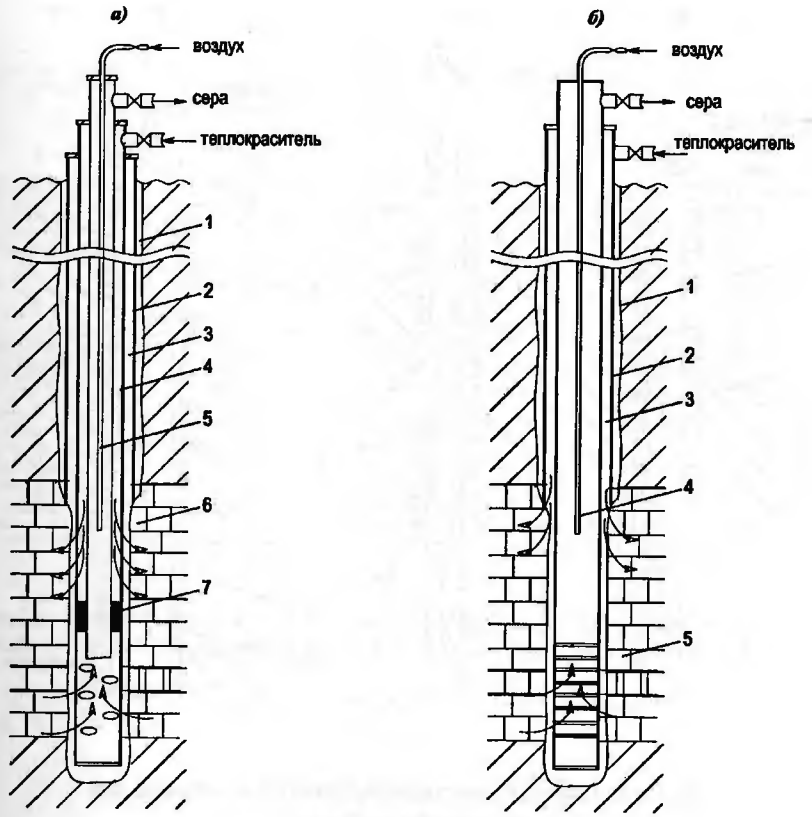


Рис. 5.8. Конструкции эксплуатационных скважин для подземной выплавки серы.

а — двухколонная конструкция; б— одноколонная конструкция; 1 — обсадная колонна; 2—цементное кольцо; 3 — эксплуатационная колонна; 4 — сероподъемная труба; 5 — воздухоподающая труба; 6 — фильтр; 7 — пакер.

Бесфильтровые скважины

Бесфильтровые скважины в песчаных водоносных пластах с устойчивой кровлей, проектируются по принципу представленному на рис. 5.10, *б*. На практике применяются очень редко, сооружаются буровыми установками вращательного бурения.

Расчет бесфильтровой скважины проводится для определения размеров полости, обеспечивающей необходимую пропускную способность, и выяснения устойчивости кровли сформированной полости.

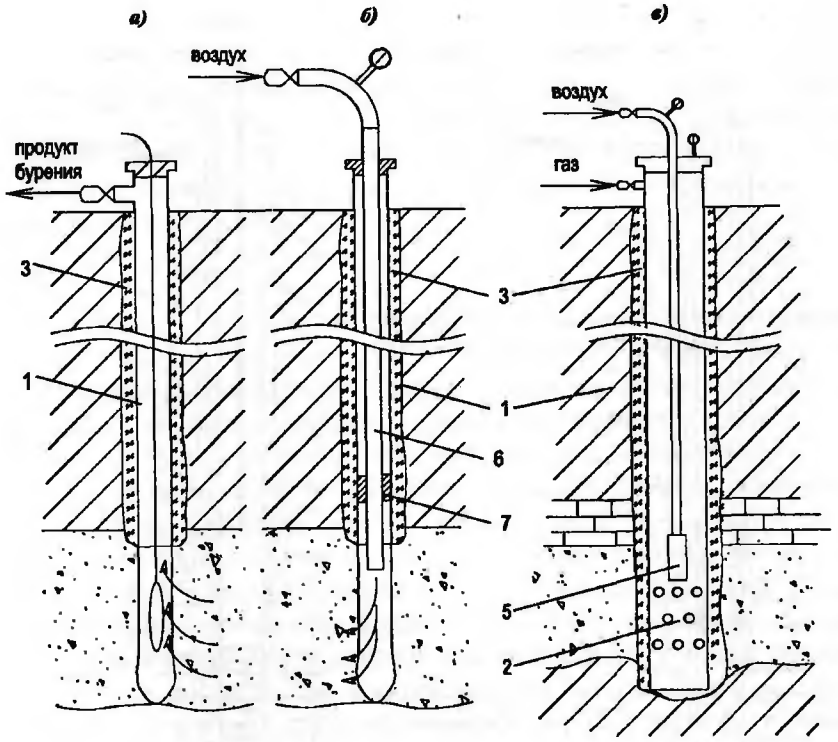


Рис. 5.9. Конструкции эксплуатационных скважин для подземной газификации.

а — для зажигания полезных ископаемых и отвода продуктов горения; б—для подачи воздуха; в—для нагрева нефтяных пластов; 1 —обсадная колонна; 2 – фильтр; 3 — цементное кольцо; 4— зажигательный патрон; 5 — нагреватель; 6 — воздухоподающая труба; 7 — пакер

$$Q = \frac{\pi R^2 V_\phi}{\cos \varphi_0}, \qquad (5.8)$$

где Q – дебит скважины, м^3/ч;
R – радиус полости, м;
φ_0 – угол естественного откоса (см. раздел 3.9), $\varphi_0 \approx 20 - 25°$;
V_ϕ – скорость фильтрации, м/ч.
По формуле Н.А. Карамбирова [94]

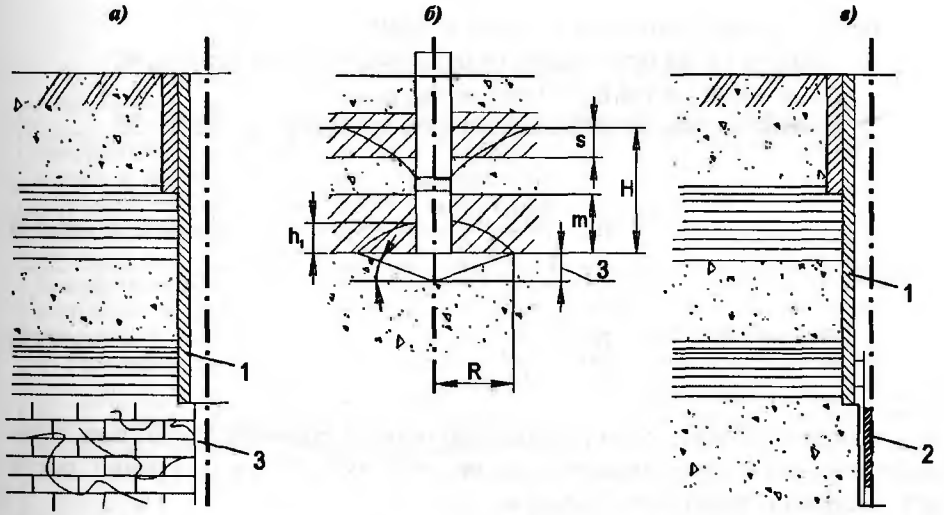


Рис. 5.10. Конструкции бесфильтровых (а) и б)) и фильтровых (в)) скважин

а) в устойчивых породах, б) в неустойчивых породах, в) фильтровая в неустойчивых породах. 1 - цементный раствор, 2 - фильтр, 3 - бесфильтровая полость.

$$V_\phi = \eta_1 \eta_2 k_\phi (1 - 0{,}01П)(\rho_{отнск} - 1), \qquad (5.9)$$

где η_1 – коэффициент запаса (0,7 – 0,8);
η_2 - коэффициент уменьшения скорости фильтрации в песках в зависимости от угла естественного откоса, равный для мелкозернистого песка 0,9; для среднезернистого – 0,8; для крупнозернистого – 0,74;
k_ϕ – коэффициент фильтрации, м/сут ;
П – пористость пород водоносного слоя;
$\rho_{отнск}$ - относительная плотность скелета пород водоносного слоя.

Условиями устойчивости пород кровли выступает система неравенств

$$\begin{cases} R < \dfrac{(H - S) f \rho_{отнв}}{\rho_{отнк}}, \\ h_1 \le 0.75m, \end{cases} \qquad (5.10)$$

где S – понижение уровня при откачке, м;
f - коэффициент крепости пород кровли по шкале М.М. Протодьяконова;

m – мощность устойчивых пород кровли, м;

h_1 – высота свода естественного равновесия пород кровли, м;

$\rho_{отнв}$ – относительная плотность воды, $\rho_{отнв} = 1$;

$\rho_{отнк}$ – относительная плотность пород кровли, $\rho_{отнк} = 2{,}5 - 3$.

$$R = \sqrt{\frac{24Q\cos\varphi_j}{\pi V_\phi}}, \qquad (5.11)$$

$$h_1 = \frac{R}{f}, \qquad (5.12)$$

После цементировании эксплуатационной колонны продолжают бурение в пределах водоносного слоя на глубину 1,5 - 2 м от кровли, после чего начинают разработку полости.

Формирование водоприёмной полости производится эрлифтной откачкой с помощью компрессоров. На первом этапе откачки во избежание образования песчаных пробок в скважину опускается колонна труб, по которой подается вода от бурового насоса, входящего в комплект буровой установки. После разработки каверны в зоне пласта подача воды прекращается.

При сдаче скважины в эксплуатацию производительность водозабора должна быть меньше производительности при опытной откачке в 1,3-1,5 раза. В пылеватых и тонкозернистых песках, а также в случае недостаточно устойчивой кровли в сформированную полость может быть засыпан гравий.

Скважины, оборудованные фильтрами

Под фильтром обычно понимают специальное устройство, устанавливаемое в скважине в интервале водоносного горизонта, которое обеспечивает свободный доступ внутрь скважины чистой воды без механических примесей и одновременно предохраняет ствол скважины от обрушения. Фильтры обычно устанавливают только в неустойчивых породах.

В скважину спускают фильтровую колонну, состоящую из надфильтровой части, собственно фильтра (рабочей части) и отстойника с пробкой. Отстойник служит для осаждения прошедших через рабочую часть фильтра частиц породы.

Все существующие фильтры можно условно разделить на дырчатые или щелевые, сетчатые, гравийные и гравитационные. Типы и конструкции фильтров выбираются в зависимости от характера породы водоносного пласта и глубины скважины (табл. 5.7).

Таблица 5.7

Применение различных типов и конструкций фильтров

Водоносные пласты	Применяемые фильтры
Полускальные неустойчивые, щебнистые и галечниковые породы с преобладающей крупностью частиц щебня и гальки от 20 до 100 мм, >50%	Трубчатые с круглой и щелевой перфорацией, стержневые
Гравий, гравелистый песок с крупностью частиц от 1 до 10 мм с преобладающей крупностью частиц 2 - 5 мм более 50%	Трубчатые с круглой и щелевой перфорацией, с водоприемной поверхностью из проволочной обмотки или штампованного стального листа; стержневые с обмоткой проволокой из нержавеющей стали или из штампованного листа
Пески крупные с преобладающей крупностью частиц 1-2 мм более 50%	Трубчатые с круглой и щелевой перфорацией, с водоприемной поверхностью из проволочной обмотки, штампованного стального листа или сетки квадратного плетения; стержневые с водоприемной поверхностью из проволочной обмотки, штампованного листа или сетки квадратного плетения
Пески средние с преобладающей крупностью частиц 0,25 – 0,5 мм более 50%	Трубчатые и стержневые из сетки гладкого (галунного) плетения; трубчатые и стержневые с однослойной гравийной обсыпкой (гравийные)
Пески мелкие с преобладающей крупностью частиц 0,1 – 0,25 мм более 50%	Трубчатые и стержневые с одно-, двух- или трехслойной песчаной или песчано-гравийной обсыпкой (гравийные), блочные

Для агрессивных вод с большим содержанием углекислоты, сероводорода и кислорода каркасы фильтров изготавливаются из нержавеющей стали или неметаллических труб.

Каркасы фильтров выполняют из стальных обсадных труб нефтяного сортамента, геологоразведочного сортамента, стальных насосно-компрессорных труб, труб из нержавеющей стали, а также винипластовых, полиэтиленовых, стеклопластиковых, асбестоцементных и др.

Фильтры эксплуатационных скважин на воду должны удовлетворять условиям длительной эксплуатации и ремонта.

Размеры проходных отверстий фильтров (для сетчатых - сетки) без устройства гравийной обсыпки рекомендуется определять по табл. 5.8.

Размеры проходных отверстий фильтров при устройстве гравийной обсыпки принимаются равными среднему диаметру частиц слоя обсыпки, примыкающего к стенкам фильтра.

Под скважностью фильтра понимают отношение площади отверстий к общей площади боковой поверхности фильтра, выраженное в процентах.

Таблица 5.8

Размеры проходных отверстий фильтров

Типы фильтров	Размеры проходных отверстий	
	При коэффициенте неоднородности пород $\eta \le 2$	При коэффициенте неоднородности пород $\eta \ge 2$
С круглой перфорацией	$(2,5\text{-}3)\cdot d_{50}$	$(3\text{-}4)\cdot d_{50}$
С щелевой перфорацией	$(1,25\text{-}1,5)\cdot d_{50}$	$(1,5\text{-}2)\cdot d_{50}$
Сетчатый	$(1,5\text{-}2)\cdot d_{50}$	$(2\text{-}2,5)\cdot d_{50}$

Примечание: $$\eta = \frac{d_{60}}{d_{10}}$$

d_{10}, d_{50}, d_{60} - *размеры частиц грунта, меньше которых в водоносном пласте содержится соответственно 10, 50 и 60% (определяются по графику гранулометрического состава пород.*

Минимальный диаметр каркаса фильтра следует принимать не менее 80-100 мм, а скважность следует доводить до 20-25%.

В фильтрах с водоприёмной поверхностью из проволочной обмотки и штампованного стального листа скважность каркасов принимается исходя из условий их прочности, до 30-60%.

В гравийных фильтрах в качестве обсыпки могут применяться песок, гравий, песчано-гравийные смеси.

Подбор размера частиц материалов для гравийных обсыпок производится по соотношению

$$\frac{D_{50}}{d_{50}} = 8 \div 12,$$

где D_{50} – размер частиц, меньше размера которых в обсыпке содержится 50%;

d_{50} - размер частиц, меньше размера которых в породе водоносного пласта содержится 50%.

В гравийных фильтрах толщина и число слоев обсыпки принимается с учетом конструкции фильтра. Для фильтров, собираемых на поверхности земли, толщина каждого слоя обсыпки должна быть не менее 30 мм. Для фильтров, создаваемых на забое скважин засыпкой гравия по межтрубному пространству, толщина каждого слоя обсыпки должна быть не менее 50 мм.

Наиболее надежны в эксплуатации фильтры с гравийной обсыпкой толщиной 150-200 мм.

При устройстве двухслойных обсыпок подбор размера частиц материала слоев производится по соотношению

$$\frac{D_2}{D_1} = 4 \div 6,$$

где D_1 и D_2, -средние диаметры частиц материала соседних слоев обсыпки.

Первый слой обсыпки, прилегающий к каркасу фильтра, состоит из наиболее крупных частиц гравия.

При устройстве гравийных фильтров за наружный диаметр скважины следует принимать диаметр внешнего контура обсыпки.

Наружный размер фильтра должен обеспечивать его свободный спуск внутрь обсадной колонны с зазором не менее 10 мм. Зазор между стенками скважины и фильтром должен быть не менее 30-50 мм.

При каптаже пластов мощностью до 10 м фильтр рекомендуется устанавливать на всю мощность пласта, а при мощности пласта более 10 м длина рабочей части фильтров определяется с учетом водопроницаемости пород, производительности скважины и конструкции фильтра.

$$L = \frac{\alpha' \cdot Q}{D} \qquad (5.13)$$

где L – длина фильтра, м;

Q – проектный дебит, $м^3/ч$;

α^I - коэффициент, характеризующий фильтрационные свойства водоносного пласта;

D – диаметр фильтра, мм.

Значение коэффициента α' для различных пород

Порода	Коэффициент α'
Песок мелкозернистый	90
Песок среднезернистый	60
Песок крупнозернистый	50
Песчано-гравийные отложения	30
Известняки слаботрещиноватые	90
Известняки среднетрещиноватые	60
Известняки сильнотрещиноватые	30

Обязательно необходимо учесть, какие вскрываются воды - напорные или безнапорные. Когда вскрываются безнапорные воды, в верхней части фильтра размещается насос. Поэтому диаметр корпуса фильтра определяется диаметром насоса.

Рабочую часть фильтра следует устанавливать против участков, обладающих наибольшей водопроницаемостью, но не менее 0,5-1 м от кровли и подошвы водоносного пласта.

При наличии нескольких водоносных горизонтов рабочие части фильтров устанавливаются в каждом водоносном горизонте и соединяются между собой глухими трубами.

Верхняя, глухая часть фильтра должна находится выше башмака обсадной колонны не менее чем на 3 м. Между обсадной колонной и надфильтровой трубой должен быть установлен сальник или кольцевой тампон. Длина отстойника принимается 1-2 м.

Ориентировочный диаметр фильтров определяется по формуле

$$D = \frac{\alpha' \cdot Q}{L} \qquad (5.14)$$

Конструкция скважины определяется целевым назначением скважины, способом бурения, геолого-гидрогеоло-гическими условиями, санитарными требованиями.

Наиболее распространены конструкции фильтровых скважин с надфильтровой трубой, выходящей на поверхность (рис. 5.11, *в, г*), или устанавливаемой впотай (рис. 5.11, *а, б*), а так же конструкции, представляющие собой комбинацию указанных типов.

Надфильтровая труба, выходящая на поверхность, может выполнять роль эксплуатационной колонны. По такому принципу чаще всего строят скважины, в которых не предполагается установка водоподъёмных насосов большого диаметра и в случае безнапорного водоносного горизонта.

Фильтровую трубу можно установить впотай в эксплуатационной колонне. Такие скважины чаще применяют для водоснабжения и осушения. В них можно разместить насосы с высокой подачей, имеющие большие поперечные размеры. Данная конструкция обеспечивает более лёгкую замену старого фильтра новым. Применяются в напорных горизонтах.

Глубина эксплуатационных скважин определяется расстоянием до кровли водоносного пласта + расчетная длина фильтра + длина отстойника (3-5 м).

Глубина разведочных скважин определяется расстоянием до кровли водоносного пласта + мощность этого пласта + интервал бурения 3 - 5 м в подстилающих породах.

Обязательно необходимо увязать диаметр выбранного насоса с диаметром эксплуатационной колонны. В качестве эксплуатационной колонны может быть надфильтровая труба выходящая на поверхность.

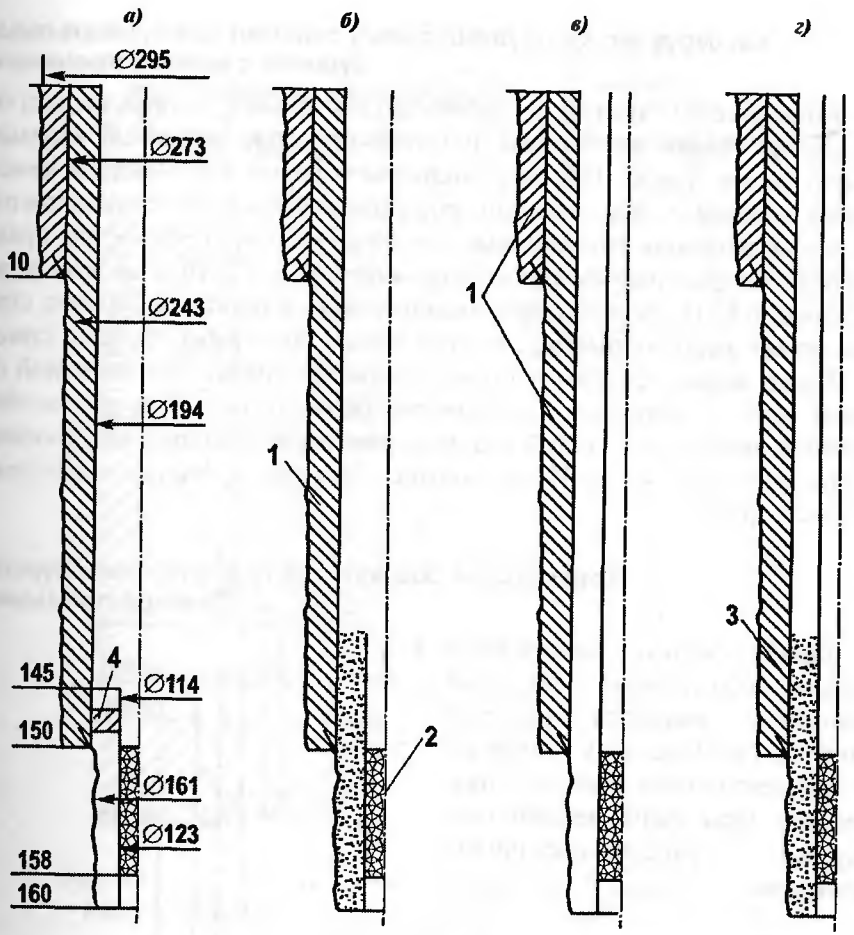


Рис. 5.11. Конструкции фильтровых скважин:

а) сетчатый фильтр установленный впотай, б) гравийный фильтр установленный впотай, в),г) соответственно сетчатый и гравийный фильтры с надфильтровой трубой выходящей на поверхность. 1 - цементация затрубного пространства; 2 - сетчатый фильтр; 3 -гравийный фильтр; 4 – сальник.

С точки зрения удобства установки и дальнейшего обслуживания насоса, диаметр эксплуатационной колонны должен быть больше диаметра насоса на 30 - 50 мм. Не следует забывать, что диаметр эксплуатационной колонны должен допускать установку фильтра, в том числе гравийного.

Конструкция эксплуатационных скважин при вращательном бурении с прямой промывкой

Количество, диаметры и глубина спуска промежуточных колонн определяются условиями бурения и необходимостью надежной изоляции продуктивного пласта. При вращательном бурении с промывкой даже в рыхлых породах стенки скважины поддерживаются в устойчивом состоянии за счет давления столба промывочной жидкости. Поэтому, как правило, после посадки направляющей трубы на глубину 2-10 м до кровли водоносного пласта, подлежащего эксплуатации, в процессе бурения скважина может иметь открытый, незакрепленный обсадными трубами ствол.

Перед вскрытием пласта стенки скважины закрепляют колонной обсадных труб, а затрубное пространство цементируют. Для обеспечения надежной цементации затрубного пространства необходимо использовать долота диаметром на 20-30 мм больше диаметра муфтовых соединений обсадных труб.

Конструкция скважин при вращательном бурении с обратной промывкой

Особенностями конструкции скважин, сооружаемых с обратной промывкой, являются большие диаметры (до 1300 мм) и отсутствие промежуточных колонн. Водоприёмная часть таких скважин оборудуется гравийно-обсыпными фильтрами.

Конструкция скважин при ударно-канатном бурении

Скважины, которые бурятся станками ударного типа, характеризуются сложными конструкциями: обычно через каждые 25 - 40 м устанавливается обсадная колонна большого диаметра для крепления стенок скважины от обрушения, поэтому конструкция скважины ударно-канатного бурения включает в себя большое число обсадных колонн (рис. 5.12).

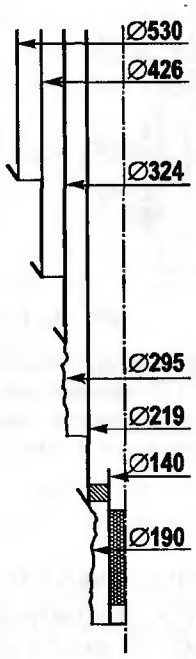


Рис. 5.12. Конструкция скважины ударно-канатного бурения

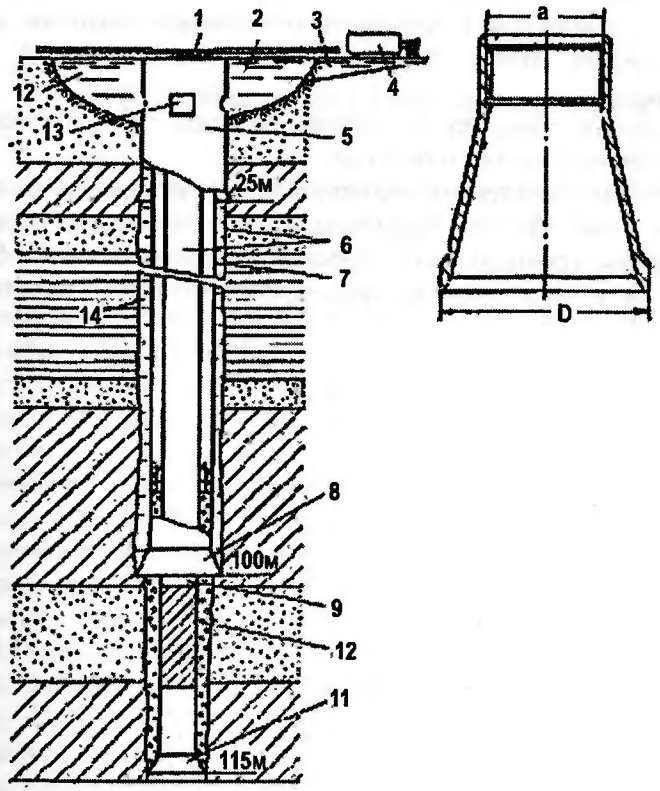


Рис. 5.13. Конструкция скважины на воду, пробуренной ударно-канатным способом, с посадкой обсадных труб под защитой тиксотропной рубашки:

А — конструкция скважнны: 1 – пастил; 2—прнемный шурф; 3 — желоб; 4 — глиномешалка; 5— первая обсадная труба; 6 — стенка скважины; 7 — обсадная колонна; 8 — конусный башмак-расширитель; 9 — фильтровая колонна; 10 — гравийная обсыпка; 11 — конусный башмак-расшнритель; 12— бентонитовый раствор; 13 — окно для перетока бентонитового раствора из шурфа в затрубное пространство; 14 - тиксотропная рубашка из бентоннтового раствора..

При ударно-канатном бурении используется тампонаж глиной. При планировании межтрубной цементации колонны рекомендуется подбирать так, чтобы ширина межтрубного пространства была не менее 50 мм.

Сейчас возможно применение метода спуска обсадных труб под защитой тиксотропной рубашки, что повышает выход колонны 80 - 120% (рис. 5.13) [94].

Тиксотропную оболочку изготавливают из порошка бентонитовой глины и обволакивают ею наружную поверхность колонны обсадных труб, на нижний конец которой навинчен конический башмак-расширитель.

Тиксотропную оболочку на колонне обсадных труб применяют при пересечении песчано-глинистых пород.

Основное достоинство тиксотропной оболочки на колонне обсадных труб состоит в том, что она предотвращает обрушение слабоустойчивых стенок скважины, трение и захват породой обсадной колонны, благодаря чему выход ее из-под башмака предыдущей колонны увеличивается в 2-3 раза.

ГЛАВА 6

Буровые установки и оборудование

Буровая установка – это комплекс сооружений, бурового и энергетического оборудования, необходимых при бурении скважин.

В состав буровой установки могут входить буровой агрегат, вышка (мачта), буровое здание (укрытие), передвижная электростанция и другое оборудование.

Буровой агрегат – это комплекс основных машин и механизмов, необходимых для бурения скважины. В состав бурового агрегата могут входить буровой станок, приводной двигатель с пусковым устройством, трансмиссия, промывочный насос с приводом, электрогенератор и т. д.

Буровой станок – это машина, предназначенная для бурения скважины, например, для осуществления вращения породоразрушающего инструмента, создания осевого усилия, выполнения спускоподъемных операций и пр. Привод двигатель станка и буровой насос (компрессор) в понятие "буровой станок" не входят.

Все существующие буровые установки можно условно разделить на две группы.

1. Буровые установки для узкоспециализированных буровых работ. Установки этой группы отличаются специфическими устройством и характеристиками, в основном, исключающими их применение для иных буровых работ.

2. Буровые установки многоцелевого спектра применения. Для установок данной группы характерно отсутствие жесткой привязки устройства и характеристик установок к целевому назначению сооружаемых при их использовании буровых скважин.

6.1. Выбор буровых установок

Технические возможности большинства буровых установок (реализуемые способы бурения, мощность привода, диапазон частот вращения, грузоподъёмность лебёдки и другие) позволяют бурить скважины разного целевого назначения, различных глубин и диаметров, хотя у многих из

этих буровых установок имеется своя основная область применения (или несколько основных). Так, например, при бурении картировочных, структурно-поисковых и разведочных скважин на нефть, газ и гидротермальные источники могут применяться не только установки типа УРБ, но и установки для колонкового геологоразведочного бурения на твердые полезные ископаемые типа УКБ [92]; при бурении шахтных стволов и шурфов могут применяться не только узкоспециализированные установки типа УЗТМ, СО, КШК, но и установки для бурения на воду (типа УБВ), нефть и газ (типа «Уралмаш») при использовании реактивно-турбинного бурения (РТБ) [82]. Установки ударно-канатного бурения используются при бурении водозаборных, технических и разведочных скважин на рассыпных месторождениях. Установки комбинированного бурения имеют еще более широкую потенциальную область применения.

Выбор установок многоцелевого спектра применения следует производить, руководствуясь описанием областей применения (категории пород по буримости, целевого назначение скважин) и техническими характеристиками установок.

Проверку соответствия технических возможностей данной буровой установки условиям бурения можно провести путем расчета затрат мощности на процесс бурения (вращения, подъема) и сравнения результата с мощностью привода установки вращателя лебедки, указанной в технической характеристике.

Расчет затрат мощности на процесс бурение

Расчеты затрат мощности носят сугубо приближенный характер и разработаны лишь для небольшого числа способов бурения скважин.

Мощность при бурении станками шарошечного бурения [43, 85] определяется формулами:

$$N_{вр} = \frac{1}{30 \cdot \eta} \cdot \pi \cdot n \cdot M_{кр}, \qquad (6.1)$$

$$M_{кр} = \frac{1}{3} \cdot p_c \cdot D_д \cdot k_{тр}, \qquad (6.2)$$

$$p_c = 5000 \cdot h_{об} \cdot D_д \cdot \sigma_{мб} \cdot z_ш, \qquad (6.3)$$

$$h_{об} = \frac{V_{мех}}{k_{ск} \cdot z_ш \cdot n}, \qquad (6.4)$$

где $N_{вр}$ - мощность привода вращателя, Вт;

η - КПД механизма вращателя, $\eta \approx 0{,}65$;

n - частота вращения долота, мин$^{-1}$;

$M_{кр}$ - крутящий момент, необходимый для вращения бурового снаряда, Н·м;

p_c - полное сопротивление, преодолеваемое механизмом вращения, Н;

$D_д$ - диаметр долота, м;

$k_{тр}$ - коэффициент, учитывающий трение в подшипниках шарошек и трение бурового снаряда о стенки скважины, $k_{тр} \approx 1{,}12$;

$h_{об}$ - глубина внедрения зубьев шарошки в породу за 1 оборот (толщина стружки), см;

$\sigma_{мб}$ - предел прочности породы при механическом бурении (табл. 6.1), МПа, $\sigma_{мб} = \frac{\sigma_{сж} + \sigma_{ск}}{2}$; $\sigma_{сж}$ - предел прочности породы на сжатие, МПа;

$\sigma_{ск}$ - предел прочности породы на скалывание, МПа;

$z_ш$ - число шарошек в долоте;

$V_{мех}$ - ориентировочное значение механической скорости бурения, см/мин (табл. 6.2);

$k_{ск}$ - коэффициент, учитывающий уменьшение скорости бурения из-за неполного скалывания породы между зубьями долота, $k_{ск} \approx 0, 5$.

Мощность при бурение скважин установками шнекового бурения определяется формулами:

$$N_{вр} = \frac{1}{30 \cdot \eta} \cdot \pi \cdot n \cdot \left(M_р + M_т\right) \qquad (6.5)$$

$$M_р = \frac{1}{2} \cdot p_c \cdot D_д, \qquad (6.6)$$

$$M_т = 250 \cdot D_д^3 \cdot H_ш \cdot \frac{\rho^1 \cdot g}{k_Р}, \qquad (6.7)$$

$$\rho_c = 5000 \cdot \frac{1}{n} \cdot V_{мех} \cdot D_д \cdot \sigma_{мб} \cdot k_к, \qquad (6.8)$$

где $M_р$ - момент сопротивления при разрушении породы долотом, Н·м;

$M_т$ -момент сопротивления при вращении заполненного разрушенной породой шнека и транспортировании породы, Н·м;

$k_к$ - коэффициент учитывающий полноту контакта площади передней грани лопасти долота, $k_к = 0{,}5 \div 0{,}7$;

$k_р$ - коэффициент разрыхления породы, $k_р \approx 1{,}1 \div 1{,}2$;

$H_ш$ - длина шнековой колонны, м;

ρ' - относительная плотность горной породы;

g - удельная сила тяжести, $g \approx 9{,}81$ Н/кг.

Размерности остальных величин те же, что и в формулах (6.1) – (6.4).

Таблица 6.1

Пределы прочиости пород при разрушении механическим способом бурения

Горные породы	Относительная плотность породы ρ^1	Коэффициент крепости породы f	Предел прочности породы, МПа		Среднее значение предела прочности породы при механическом бурении $\sigma_{мб}$, МПа
			На сжатие $\sigma_{сж}$	На скалывание $\sigma_{ск}$	
Мел, каменная соль, гипс, обыкновенный мергель, каменный уголь	2,28 - 2,65	2 - 4	34 - 80	2,4 - 23	18,2—51,5
Песчаник, конгломераты, плотный мергель, известнякн	2,65 - 2,72	4 - 6	80 - 100	23 - 25	51,5- 62,5
Железные руды, песчанистые сланцы, сланцевые песчаникн, крепкие песчаникн	2,72 – 2,84	6 - 10	100 - 140	25 - 32	62,5 – 86
Гранит, мрамор, доломит, колчедан, порфиры	2,84 – 2,89	10 – 12	140 – 180	32 – 44	86 – 112
Плотный гранит, роговики	2,89 – 2,95	12 – 14	180 – 243	44 – 50	112 – 146,5
Очень крепкий гранит, кварциты, очень крепкие песчаники и известняки	2,95 – 3,00	14 – 16	243 – 272	50 – 52	146,5 - 162
Базальты, диабазы	3,00 – 3,21	16 – 20	272 – 343	52 – 53	162 – 198

Таблица 6.2

Скорости бурения шарошечными станками для расчетов мощности вращателей

Диаметр долота $D_д$, м	Коэффициент крепости породы f	Частота вращения долота n, мин$^{-1}$	Механическая скорость бурения $V_{мех}$, см/мин
0,2	2 - 4	150 – 160	40
	4 – 6	150 – 160	36
	6 – 10	140 – 160	30
	10 – 12	120 – 130	25
	12 – 14	105 – 120	18
	14 – 16	80 – 110	13
0,25	6 – 10	81	25
	10 – 12	81	20
	12 – 14	81	16
	14 – 16	81	11
	16 – 20	81	8
0,32	10 – 12	80	18
	12 – 14	80	14
	14 – 16	80	10
	16 – 20	80	8

Мощность при бурении скважин установками ударно-канатного бурения может быть определена по зависимости

$$N_б = 0.02 \cdot \frac{1}{\eta_п} \cdot G_1 \cdot n \cdot k_1 \cdot k_2, \qquad (6.9)$$

$$G_1 = q_д + q_{уш} + q_н + q_{кз} + q_{к1} \cdot H_с, \qquad (6.10)$$

где $N_б$ - затраты мощности на процесс ударно-канатного бурения ударным долотом, Вт;

G_1 - вес бурового снаряда, Н;

k_1 - коэффициент дополнительных сопротивлений при долблении, $k_1 = 1{,}4$;

k_2 - коэффициент динамичности $k_2 = 1{,}1 \div 1{,}25$;

$\eta_п$ - КПД передачи от вала двигателя до ударного механизма, $\eta_п = 0{,}7 \div 0{,}8$;

$q_д$ - вес ударного долота, Н; $q_{уш}$ - вес ударной штанги, Н;

$q_н$ - вес ножниц, Н; $q_{кз}$ - вес канатного замка, Н;

$q_{к1}$ - вес единицы длины инструментального каната, Н/м;

H_c - длина ствола (глубина) скважины, м;

n - частота вращения кривошипа, мин$^{-1}$;

0,02 - размерный коэффициент, учитывающий среднюю скорость движения инструмента, м.

Мощность на подъем инструмента N_n (Вт)

$$N_n = \frac{1}{\eta_n} \cdot G_1 \cdot V_n \cdot k_3, \qquad (6.11)$$

где k_3 =1,1÷1,3 – коэффициент дополнительных сопротивлений при подъеме;

$V_n = \frac{\pi \cdot R \cdot n_б}{30}$ - окружная скорость на барабане лебедки, м/с;

R – радиус барабана с учетом витков намотанного каната, м;

$n_б$ - число оборотов барабана в 1 мин.

Грузоподъемность и затраты мощности на работу желоночного барабана определяются по методикам, аналогичным приведенным.

Пусть вес G_2 (Н) поднимаемого при желонировании снаряда

$$G_2 = q_ж + q_n + q_{к2} \cdot H, \qquad (6.12)$$

где $q_ж$ – вес желонки, Н;

q_n - вес породы и шлама при заполнении желонки, Н;

$q_{к2}$ – вес единицы длины желоночного каната, Н/кг.

С учетом возможных дополнительных сопротивлений грузоподъемность желоночной лебедки G_3 (Н)

$$G_3 = G_2 \cdot k_4, \qquad (6.13)$$

где k_4 = 1,4 – коэффициент дополнительных сопротивлений.

Тогда при выбранной скорости навивки на желоночный барабан $V_ж$ (м/с) затраты мощности (в Вт) на работу желоночного барабана

$$N_ж = \frac{1}{\eta_n} \cdot G_3 \cdot V_ж. \qquad (6.14)$$

Мощность при бурении скважин установками колонкового бурения [51, 89] складывается из трех основных составляющих:

$$N_б = N_б + N_{вр} + N_{ст}, \qquad (6.15)$$

где $N_б$ - мощность, расходуемая на забое скважины, Вт;

$N_{вр}$ - мощность, расходуемая на вращение колонны бурильных труб в скважине, Вт;

$N_{ст}$ - мощность, расходуемая в трансмиссии и других узлах бурового станка, Вт.

При бурении твердосплавными коронками

$$N_з = 0{,}53 \cdot C_{ос} \cdot n \cdot D_{корср} \cdot (0{,}137 + \mu_{тр}), \qquad (6.16)$$

где $C_{ос}$ – осевая нагрузка, даН;

n – частота вращения, мин$^{-1}$;

$D_{корср}$ - средний диаметр коронки, м;

$D_{корср} = \frac{(D_н + D_{вн})}{2}$ (здесь $D_н$ и $D_{вн}$ - наружный и внутренний диаметры коронки по резцам, м);

$\mu_{тр}$ - коэффициент трения резцов коронки о породу забоя (табл. 6.3).

Таблица 6.3

Ориентировочные средние значения коэффициентов трения резцов коронки о породу

Горная порода	Коэффициент трения $\mu_{тр}$
Глина	0,12—0,20
Глинистый сланец	0,15—0,25
Мергель	0,18—0,27
Известняк	0,30—0,40
Доломит	0,25—0,40
Песчаник	0,30—0,50
Гранит	0,30—0,40

При бурении алмазными коронками

$$N_з = 0{,}2 \cdot C_{ос} \cdot n \cdot D_{корср}, \qquad (6.17)$$

При бескерновом бурении

$$N_з = 0{,}35 \cdot C_{ос} \cdot n \cdot D_д, \qquad (6.18)$$

где $D_д$ – диаметр долота, м.

Мощность на вращение колонны бурильных труб в скважине $N_{вр}$ - составляет основную долю от затрат мощности на бурение скважин. $N_{вр}$ складывается из двух составляющих: $N_{хв}$ - мощности на холостое вращение колонны бурильных труб в скважине и $N_{доп}$ —дополнительной мощности, затрачиваемой на вращение сжатой части бурильной колонны, которой создается осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент.

$$N_{вр} = N_{доп} + N_{хв}, \qquad (6.19)$$

Значение $N_{доп}$ может быть рассчитано по формуле СКБ ВПО "Союзгеотехника":

$$N_{доп} = 0{,}245 \cdot \Delta \cdot C_{ос} \cdot n, \qquad (6.20)$$

где Δ - радиальный зазор, м; $\Delta = \frac{D_c - D_{бт}}{2}$, D_c - диаметр скважины, м;

$D_{бт}$ - наружный диаметр бурильных труб, м;

$C_{ос}$ - осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, даН;

n - частота вращения колонны бурильных труб, мин$^{-1}$.

Для расчета $N_{хв}$ в нисходящих скважинах Л.Г. Буркиным (ВИТР) предложены зависимости (6.21) и (6.22).

Для высоких частот вращения колонны бурильных труб при $n > n_0$.

$$N_{хв} = k_c \cdot \left(0{,}002 \cdot q^1_{бк} \cdot \Delta \cdot n^2 + 0{,}8 \cdot q^1_{бк} \cdot D^2_{бт} \cdot n\right) \cdot H_c \qquad (6.21)$$

Для низких частот вращения колонны бурильных труб при $n < n_0$.

$$N_{хв} = 1{,}44 \cdot k_c \cdot q^1_{бк} \cdot D^2_{бт} \cdot n \cdot H_c, \qquad (6.22)$$

$$n_0 = 0{,}32 \cdot 10^3 \cdot \frac{1}{\Delta} \cdot D^2_{бт}, \qquad (6.23)$$

где n_0 – граница раздела зон частот вращения колонны бурильных труб по применимости (6.21) и (6.22).

Для расчета $N_{хв}$ в горизонтальных скважинах:

при D_c = 59 мм и бурильных трубах СБТН – 42

$$N_{хв} = \left(3{,}5 \cdot 10^{-4} \cdot n^2 - 0{,}035 \cdot n + 34\right) \cdot H_c \qquad (6.24)$$

при D_c = 59 мм и бурильных трубах СБТН –50

$$N_{хв} = \left(2{,}75 \cdot 10^{-4} \cdot n^2 - 0{,}026 \cdot n + 40\right) \cdot H_c \qquad (6.25)$$

при D_c = 76 мм и бурильных трубах СБТМ – 50

$$N_{хв} = \left(6{,}17 \cdot 10^{-4} \cdot n^2 - 0{,}125 \cdot n + 40\right) \cdot H_c \qquad (6.26)$$

В формулах (6.21) – (6.26) использованы следующие обозначения:

k_c - коэффициент, учитывающий влияние смазки и промывочной жидкости (k_c = 0,8 при использовании смазки типа КАВС в сочетании с промывочной жидкостью, обладающей смазочными свойствами, k_c = 1,0 при полном покрытии колонны смазкой типа КАВС в сочетании с промывкой скважины технической водой, k_c = 1,5 при отсутствии смазки);

$q^1_{бк}$ - масса 1 м бурильной колонны, кг/м;

Δ - радиальный зазор, м; $\Delta = 0{,}5 \cdot \left(D_c - D_{бт}\right)$, D_c - диаметр скважины, м; $D_{бт}$ - наружный диаметр бурильных труб, м

H_c - длина ствола скважины, м.

Потери мощности в станке можно рассчитать по формуле

$$N_{ст} = B_c \cdot n, \qquad (6.27)$$

где B_c - опытный коэффициент, характеризующий переменные потери мощности в станке, Вт·мин.

Значение опытного коэффициента, характеризующего переменные потери мощности в буровом станке

Тип бурового станка	ЗИФ – 1200МР	ЗИФ – 650М	СКБ – 4	СКБ – 5	СКБ – 7
Значение коэффициента B_c, Вт·мин	8,2	8,8	5,5	5,0	6,8

Мощность, расходуемую на подъем колонны труб (бурильных, обсадных) из нисходящей скважины можно рассчитать по формуле

$$N_л = \frac{G_{кр} \cdot V_{кр}}{\eta_{пр} \cdot \lambda_л}, \qquad (6.28)$$

где $N_л$ - мощность лебедки, Вт;

$G_{кр}$ - максимальная нагрузка на крюк (элеватор), Н;

$V_{кр}$ - скорость подъема крюка (элеватора), м/с; по правилам техники безопасности $V_{кр} \le 2$ м/с;

$\eta_{пр}$ - КПД передач от двигателя до крюка (элеватора); $\eta_{пр} = \eta_с \cdot \eta_п$; $\eta_с$ - КПД талевой системы (оснастки); $\eta_п$ - КПД передач от двигателя до барабана лебедки, $\eta_п \approx 0{,}9$;

$\lambda_п$ - коэффициент длительной перегрузки двигателя; для электродвигателей $\lambda_п$ = 1,3, для двигателей внутреннего сгорания $\lambda_п = 1{,}1 - 1{,}15$.

Максимальную нагрузку на крюк определяют из выражения

$$G_{кр} = k_{доп} \cdot \alpha_с \cdot q \cdot H_с \cdot \left(1 - \frac{\rho^{\circ}}{\rho^{\circ}_м}\right) \cdot cos\,\theta_{ср} \cdot \left(1 + f_{тр} \cdot tg\theta_{ср}\right) \qquad (6.29)$$

где $k_{доп}$ - коэффициент, учитывающий дополнительные сопротивления при подъеме труб из скважины, возникающие из-за кривизны скважины и кривизны труб; при $\theta_{ср}$ = 0° - 2°, $k_{доп}$ = 1,2; при $\theta_{ср}$ = 2° - 6°, $k_{доп}$ = 1,25; при $\theta_{ср}$ = 6° - 15°, $k_{доп}$ = 1,6; при $\theta_{ср}$ = 15° - 20°, $k_{доп}$ = 2;

$\alpha_с$ - коэффициент, учитывающий вес соединений труб; $\alpha_с$ = 1,04 – 1,06 для бурильных труб ниппельного соединения; $\alpha_с$ = 1,06 – 1,1 для бурильных труб муфтового соединения; $\alpha_с$ = 1 для бурильных и обсадных труб, соединяемых "труба в трубу" и для ниппельных обсадных труб;

q - вес 1 м труб, Н/м;

$H_с$ - длина колонны труб (бурильных, обсадных), м

ρ° - относительная плотность очистного агента;

$\rho^{\circ}_м$ - относительная плотность материала труб, для стальных труб $\rho^{\circ}_м$ = 7,85, для легкосплавных труб $\rho^{\circ}_м$ = 2,8;

$\theta_{ср}$ - среднее значение зенитного угла скважины на интервале длины труб, рад; $\theta_{ср} = 0{,}5 \cdot (\theta_н + \theta_к)$; $\theta_н$ - начальный зенитный угол, рад;

$\theta_к$ - конечный зенитный угол, рад;

$f_{тр}$ - коэффициент трения труб о стенки скважины, $f_{тр}$ = 0,3 – 0,35.

$$\eta_с = \frac{\eta_ш \cdot \left(1 - \eta_ш^{m_с}\right)}{m_с\left(1 - \eta_ш\right)}, \qquad (6.30)$$

где $\eta_ш$ - КПД шкива, $\eta_ш$ = 0,98;

$m_с$ - число подвижных ветвей (струн) талевой системы (оснастки).

Мощность при бурении скважин установками глубокого бурения (на нефть, газ, гидротермальные источники) [11, 23, 35, 80] можно определить по зависимости

$$N_{рот} = \frac{1}{\eta_{рот}} \cdot \left(N_{вр} + N_з\right), \qquad (6.31)$$

где $\eta_{рот}$ - КПД ротора, $\eta_{рот} \approx 0{,}9 \div 0{,}95$;

$N_{вр}$ - мощность, расходуемая на вращение бурильной колонны, Вт;

$N_з$ - мощность, расходуемая на забое скважины, Вт.

$$N_{вр} = 1{,}35 \cdot H_с \cdot D_{бт}^2 \cdot n^{1.5} \cdot D_д^{0.5} \cdot \rho^1, \qquad (6.32)$$

$$N_з = 0{,}158 \cdot k_{кр} \cdot n \cdot D_д^{0.4} \cdot C_{ос}^{1.3}, \qquad (6.33)$$

где $H_с$ - длина ствола скважины, м;

$D_{бт}$ - наружный диаметр бурильных труб, м;

n - частота вращения труб, мин$^{-1}$;

$D_д$ - диаметр долота, м;

ρ^1 - относительная плотность промывочной жидкости;

$k_{кр}$ - коэффициент, учитывающий крепость горных пород; для мягких пород $k_{кр}$ = 2,6; для пород средней крепости $k_{кр}$ = 2,3; для крепких пород $k_{кр}$ = 1,85; для изношенных долот значения $k_{кр}$ увеличиваются в 1,5 раза;

$C_{ос}$ - осевая нагрузка на долото, кН.

6.2. Ручные (переносные) буровые станки и комплексы

Буровые станки данного типа представлены мотобуром М1, колонковым мотобуром КМ-10 (табл. 6.4) и комплексами малогабаритного бурового оборудования КМБ1-10, КМБ1-10У, КМБ2-15 и их модификациями (табл. 6.5 - 6.7).

Таблица 6.4

Техиические характеристики мотобуров

Основные показатели	М1 (базовая модель)	КМ-10
Тип мотобура	Переносный	Переносный
Привод	Бензиновый двигатель "Дружба - 4"	
Мощность двигателя, кВт	2,9	
Частота вращения, мин$^{-1}$	255; 615	270; 600
Диаметр, мм:		
-шнеков	65; 92	65; 100
- образцов керна	24, 32	31; 42
- витых штанг	43	-
Диаметр скважины,в мм, при бурении:		
- шнеками	-	70; 105
– твердосплавными коронками	-	46; 59
Глубнна скважины в м при буренин:		
- 65-мм шнеками	7-10	10
- 92-мм шнеками	1,5	-
- 100-мм шнеками,	-	5
- 43-мм витыми штангами	2,0	-
- твердосплавными коронками	-	25
Максимальное усилие механизма подачн, даН	120	120
Ддина хода подачи, мм	-	900

Комплексы малогабаритного бурового оборудования КМБ1-10 и КМБ1-10У предназначены для использования:

- при геологическом картировании, съемке, геохимических исследованиях;
- при инженерно-геологических и геоэкологических исследованиях, в том числе при изысканиях для трасс автомобильных и железных дорог, фундаментов зданий;
- в горном деле (бурение скважин, шпуров, в том числе в подземных горных выработках);

- в строительстве (сверление отверстий в стенах и перекрытиях зданий для проводки коммуникаций);
- в сельском хозяйстве, лесоводстве, озеленении, для подкормки деревьев с целью восстановления крон, при бурении скважин для столбов ограждений, мелких скважин на воду и др.

Оборудование позволяет осуществлять бурение шнеками с долотами лопастного и режущего типов, витой ромбической сталью с породными резцами (шпуры) и бурение с промывкой твердосплавными и алмазными коронками или лопастными долотами. Комплексы включают несколько унифицированных модификаций станков.

Таблица 6.5

Технические характеристики комплексов малогабаритного бурового оборудования типа КМБ – 1

Параметры	КМБ1 – 10		КМБ1 -10У
	с бензодвиг.	с электродвиг.	с электродвиг.
Глубина скважнн, м	До 10		До 15
Диаметр скважнн, мм:			
При шнековом бурении	76 -112		59 – 112
При колонковом буренни	36 - 112		36 - 112
Категорин пород по буримости:			
при шнековом бурении	I – IV		I – IV
при колонковом бурении	I – VIII		I - VIII
Диапазон углов наклона скважин, градус	90 - 45		90 - 45
Диаметр бурильных труб, мм	24; 34		34
Вращатель, тип	Подвижный		Подвижный
Частота вращения шпинделя, мин$^{-1}$			
I скорость	255		156
II скорость	615		378
Крутящий момент, максимальный, Н·м	110		178 – 200
Подача вращателя	Ручная		Ручная
Ход подачи, мм	920		920
Усилие подачн, даН	120 - 150		150 – 200
Двигатель:			
тип	Бензнн. двигатель "Дружба - 4"	Электродвигатель АИР80А2	Электродвигатель АИР80А2
мощность номинальная, кВт	2,94	1,5	1,5
коэффициент перегрузки	1,1	2,2	2,2
Габариты, мм	918×420×1463		918×420×1463
Масса, кг	42	54	56
Насос промывочный, тип	НБ1-16/25		НБ1-16/25

Ручные станки (мотобуры-вращатели) с приводом от бензо- или электродвигателя при необходимости легко монтируются на каретку опорной стойки с цепным механизмом подачи и также легко демонтируются с нее.

Таблица 6.6

Техническая характеристика комплекса малогабаритного бурового оборудования КМБ2-15

Параметры	Величина
Глубина скважин при бурении ,м	
- колонковым способом диаметром 93-112 мм	0-15
диаметром 59- 76 мм	15-25
- шнеками диаметром 130 мм	10
диаметром 76 мм	20
Диапазон углов наклона скважин к горизонту, град	45-90
Диаметр бурильных труб, мм	34-42
Вращатель	
- тип	подвижный
- проходное отверстие, мм	45-50
- частота вращения, об/мин	
минимальная (при бурении пневмоударниками)	30-40
максимальная (при колонковом бурении)	до 300
- крутящий момент силы, даН·м	
номинальный (при колонковом бурении)	40
максимальный (при бурении сейсморазведочных скважин)	80-100
Механизм подачи	
тип	гидравлический
- ход, мм	1200
- усилие подачи, даН	
при механической подаче вниз	до 400
вверх	до 800
максимальное усилие подачи вверх и вниз	до 2000
Привод	
- тип	взаимозаменяемые электро-бензодвигатели или дизель
- мощность электродвигателя , кВт	5,5
- мощность бензодвигателя или дизеля, кВт	5,9
Габариты, мм, не более	
длина	1500
ширина	750
высота	2000
Масса в сборе, кг	250 – 300
в том числе наиболее тяжелого для транспортирования узла	60

Таблица 6.7

Техническая характеристика модификаций ручных буровых станков

Показатели	Модификации станков			
	с бензодвигателем "Дружба-4"		с электродвигателем АИР 80А2	
	ручной МІР	на стойке МІС	ручной Э1Р	на стойке Э1Р
Глубина скважины, м	3-5	10- 15	3-5	10- 15
Диаметр скважин, мм:				
при шнековом бурении	76, 93, 112			
при колонковом бурении	36, 46, 59, 76, 93, 112			
Диапазон угла наклона, градус	90-45			
Ход подачи вращателя, мм	920			
Частота вращения, об/мин	255, 615			
Осевая нагрузка, даН	120- 150			
Масса, кг:				
станка	16,5	40,0	24,0	48,0
подсоединительной электроаппаратуры	-	-	8,6	8,6

Стойка воспринимает основную осевую нагрузку и крутящий момент, позволяет выполнять расхаживание, спуск и подъем инструмента, облегчает труд буровиков и позволяет увеличить глубину скважины по сравнению с ручной модификацией.

Для бурения с промывкой под вращателем устанавливают боковой сальник.

Комплекс КМБ2 - 15 предназначен для бурения скважин шнековым и колонковым, в том числе пневмоударным, способами на номинальную глубину до 20 и 25 м соответственно. При этом комплекс обеспечивает:

- бурение скважин колонковым способом алмазными и твердосплавными коронками диаметром до 112 мм в породах до XII категории буримости;
- бурение пневмоударниками типов ПН-76 и ПН-93 по породам VI - XII категории буримости;
- бурение скважин шнеками, в том числе полыми, диаметром до 130 мм в породах до V категории буримости.

Разработчик ручных буровых станков и комплексов – СКБ “Геотехника”.

6.3. Бурильно-крановые машины

Строительные бурильные машины (СБМ) и строительные бурильные крановые машины (СБКМ), типов разработанные и применяются для установки опор, свай, столбов, стоек при строительстве и ремонте линий электропередач, радиотрансляционных, телеграфно-телефонных линий связи, при возведении фундаментов различных сооружений, обустройстве дорог, в мелиоративном строительстве, а также при посадке деревьев и кустарников БМ, БКМ, МРК и БКМА (табл. 6.8).

Таблица 6.8

Технические характеристики бурильиых и бурильно-крановых машин

Параметры	БМ-205Б	БМ-302Б	БМ-305А	БКМ-2,5/2	МРК-750А	МРК-750Т	БКМА-1/3,5	БКМ-1501
Максимальная глубина буреиия, м	2	3		2,5	4	3,5		15
Диаметр буре-ния,м	0,36; 0,50; 0,63; 0,80			0,36; 0,45	0,75		0,3; 0,6; 0,8; 1,0	0,36; 0,63
Грузоподъем-ность кранового оборудования, т	1,25			2	-	-	2	-
Максимальная длина устанавли-ваемых опор (свай, столбов), м	10	11	12	13	-		6	-
Угол бурения (к горизонту), градус	60 - 102	62 - 95	62 - 105	60 - 105	90 ± 5		60 - 100	75 - 95
Тип привода подачи бурв	Гидравлический			Гидромеханический				Гидравли-ческий
Тип привода вращения бура	Мехвнический							Гидроме-ханиче-ский
Полная масса машины, т	5,6	5,8	9,1	9,4	10	15,5	10	23,7
Дополнительное оборудование	Бульдозер	-	Бульдозер		-	-	-	-
База	Колесный трактор МТЗ – 82Л	Авто-мобиль ГАЗ - 66	Гусеничный трактор ДТ – 75М		Авто-мобиль ЗИЛ - 131	Гусенич-ный трактор ТТ – 4	Автомо-биль ЗИЛ - 130	Автомо-биль КрАЗ - 250

В настоящее время нет единой системы индексации СБМ и СБКМ. Каждый завод-изготовитель индексирует свои машины по основным параметрам, как правило, глубине, диаметру бурения и грузоподъемности. Например, БКМ 2,5/2- бурильно-крановая машина с глубиной бурения 2,5 м и грузоподъемностью кранового оборудования 2 т; БМ-302Б- бурильно-крановая машина (буква К отсутствует), первая цифра – глубина бурения, две другие – номер модели, буква после цифр (А, Б и т. д.) - очередность модернизации, МРК 750А: бурильная машина для рытья колодцев, диаметр бурения 750 мм, база - автомобиль (А); МРК-750Т (Т-трактор); БКМА-1/3,5: бурильно-крановая машина на автомобиле, диаметр бурения до 1 м, глубина бурения до 3,5 м.

В настоящее время многие конструкции бурильно-крановых машин типов БМ и БКМ разрабатываются Промышленной группой “Уралинвестэнерго”. Технические характеристики которых приведены ниже.

Машина бурильно-крановая БМ-205В предназначена для бурения скважин в немерзлых грунтах I-IV категорий, для установки в них опор при строительстве и ремонте радиотрансляционных, телефонно-телеграфных, релейных и электрических сетей. Машина так же используется в промышленном и гражданском строительстве для бурения скважин под свайные фундаменты, столбы ограждений и дорожных знаков, при посадке деревьев и других работах, а так же для профилирования площадок и мест установки опор.

Техническая характеристика бурильио-крановой машины БМ – 205В

Базовая машина	МТЗ-82
Глубнна бурения (м)	2
Диаметр бурения (м)	0.36,0.50,0.63; 0.8
Угол бурения (град.)	60 - 120
Грузоподъёмность кранового оборудования (тс)	1,25
Максимальная высота подъёма крюка (м)	6,5
Номинальная эксплутацнонная мощность силовой установкн базовой машнны (кВт)	55,15
Максимальный крутящий момент на бурильном инструменте (Н·м)	4900
Максимальное усилие подачн бурильного инструмента (Н)	24500
Максимальное усилие подъема бурнльного инструмента (Н)	31650
Удельный расход топлива на одну скважину (кг)	2,35
Масса общая (кг)	5810
Высота в рабочем положенни (мм)	5780
Габаритные размеры в транспортном положении (мм) длина × ширина × высота	6020x2012x3400

Машина бурильно-крановая БМ-302Б предназначена для бурения скважин в немёрзлых грунтах I-IV категорий, для установки в них опор при строительстве и ремонте радиотрансляционных, телефонно-телеграфных, релейных и электрических сетей. Машина также используется в промышленном и гражданском строительстве для бурения скважин под свайные фундаменты, столбы ограждений и дорожных знаков, при посадке деревьев и других работах.

Взамен БМ-302 на базе ГАЗ-66 с 1999 г. начато производство машин БКМ-317 на базе ГАЗ-3308 в связи со снятием с производства базового автомобиля ГАЗ-66. Однако выпуск бурильно-кранового оборудования для БМ-302 не прекращён. Оно монтируется на шасси, предоставляемом

заказчиком, или поставляется для замены оборудования на изношенных буровых установках.

Машина бурильно-крановая БМ-308 предназначена для бурения скважин в немёрзлых грунтах I-IV категорий, для установки в них опор при строительстве и ремонте радиотрансляционных, телефонно-телеграфных, релейных и электрических сетей. Машина используется в промышленном и гражданском строительстве для бурения скважин под свайные фундаменты, столбы ограждений и дорожных знаков, при посадке деревьев и других работах, а так же для профилирования площадок и мест установки опор. БМ-308 находит применение преимущественно в труднопроходимой местности.

Техническая характеристика бурильно-крановой машины БМ – 302Б

Базовая машина	ГАЗ-66
Глубина бурения (м)	3
Диаметр бурения (м)	0.36; 0.50; 0.63; 0.80
Угол бурения (град.)	62-95
Грузоподъёмность кранового оборудования (тс)	1.25
Максимальная высота подъёма крюка (м)	6.3
Номинальная эксплутационная мошность силовой установки базовой машины (кВт)	84,6
Удельный расход топлива на одну скважину (кг)	3
Масса общая (кг)	5800
Высота в рабочем положении (мм)	6950
Габаритные размеры в транспортном положении (мм) длина х ширина х высота	6600x2350x3450

Техническая характеристика бурильно-крановой машины БМ – 308

Базовая машина	ДТ-75
Глубина бурения (м)	3
Диаметр бурения (м)	0,36; 0,5; 0,63; 0,80
Грузоподъёмность кранового оборудования (тс)	2
Максимальная высота подъёма крюка (м)	7,2
Масса общая (кг)	9200
Габаритные размеры в транспортном положении (мм) длина х ширина х высота	7600×2520×3300

Техническая характеристика бурильно-крановой машины БМ – 302Б – MAN

Базовая машина	MAN 8.163 LAEC
Глубина бурения (м)	3
Диаметр бурения (м)	0.36;0.5;0.63; 0.80
Угол бурения (град.)	62 - 95
Грузоподъёмность кранового оборудования (тс)	1,25
Максимальная высота подъёма крюка (м)	6,3
Масса общая (кг)	7400

Бурильно-крановая машина БКМ-302Б-MAN на базе автомобиля фирмы MAN (Германия) разработана для экспорта в страны, в которых запрещена эксплуатация автомобилей российского производства по экологическим или иным причинам. Предназначена для бурения скважин в немерзлых грунтах I-IV категорий и установки в них опор при строительстве и ремонте радиотрансляционных, телефонно-телеграфных, релейных и электрических сетей. Машина также используется в промышленном и гражданском строительстве для бурения скважин под свайные фундаменты, столбы ограждений и дорожных знаков, при посадке деревьев и других работах.

Машина разработана по заказу и при участии фирмы "Политехника" (г. Рига, Латвия), являющейся представителем завода "Стройдормаш" и Промышленной группы "Уралинвестэнерго".

Машины бурильно-крановые БКМ-313, БКМ-314, БКМ-511, БКМ-512 (табл. 6.9) предназначена для бурения скважин в немёрзлых грунтах I-IV категорий, для установки в них опор при строительстве и ремонте радиотрансляционных, телефонно-телеграфных, релейных и электрических сетей. Машины так же используется в промышленном и гражданском строительстве для бурения скважин под свайные фундаменты, столбы ограждений и дорожных знаков, при посадке деревьев и других работах.

Таблица 6.9

Техническая характеристика бурильно-крановых машин БКМ-313, БКМ-314, БКМ-511, БКМ-512

Марка	БКМ-313	БКМ-51	БКМ – 512	БКМ – 314
Базовая машина	ЗИЛ-131	ЗИЛ-131	ЗИЛ-131	ЗИЛ – 432722 "Бычок"
Глубина бурения (м)	3	5	5	3
Диаметр бурения (м)	0,36; 0,5; 0,63; 0,8	0,36; 0,5; 0,63; 0,8	0,36; 0,5; 0,63; 0,8	0,36; 0,5; 0,63; 0,8
Грузоподъёмность кранового оборудования (т)	1,25	1,6	1,25	1,25
Максимальиая высота подъёма крюка (м)	6,8	7,5	7,5	7,0
Масса общая (кг)	8500	8500	8500	
Габаритные размеры в транспортиом положении (мм) длина х ширна х высота	8300x2500x3700	8300x2500x3700	8300x2500x3700	7560

Машина БКМ-317 серийно выпускается с января 2000 г. и заменила популярную машину БМ-302, производство которой прекращено в связи со снятием с производства на Горьковском автозаводе автомашины ГАЗ-66. Машина бурильно-крановая БКМ-317 предназначена для бурения

скважин в немерзлых грунтах I-IV категорий, для установки в них опор при строительстве и ремонте радиотрансляционных, телефонно-телеграфных елейных и электрических сетей. Техническая производительность машины при бурении скважин диаметром 0,5 м на глубину 3 м в немёрзлых грунтах Ш категории и установке в нее опоры составляет не менее 3,6 опор в час. Машина также используется в промышленном и гражданском строительстве для бурения скважин под свайные фундаменты, столбы ограждений и дорожных знаков, при посадке деревьев и других работах.

Техническая характеристика бурильио-крановой машнны БКМ – 317

Базовая машина	ГАЗ-3308
Глубина бурения (м)	3
Диаметр бурения (м)	0.36,0.50,0.63; 0.80
Угол бурения (град.)	62 - 95
Грузоподъёмность кранового оборудования (тс)	1.25
Максимальная высота подъёма крюка (м)	6.3
Масса общая (кг)	6950
Габаритные размеры в рабочем положении (мм):	
длина	5950
ширина	2340
высота	3450
Габаритные размеры в транспортном положении(мм): длина ×ширина × высота	7000×2340×3450

Машина бурильно-крановая БКМ-331 предназначена для бурения скважин в немёрзлых грунтах I-IV категорий, для установки в них опор при строительстве и ремонте радиотрансляционных, телефонно-телеграфных, релейных и электрических сетей. Машина используется в промышленном и гражданском строительстве для бурения скважин под свайные фундаменты, столбы ограждений и дорожных знаков, при посадке деревьев и других работах, а также для профилирования площадок и мест установки опор. БКМ-331 находит применение преимущественно в труднопроходимой местности.

Техническая характеристика бурильно-крановой машины БКМ-331

Базовая машина	ТДТ-55А
Глубина бурения (м)	3
Диаметр бурения (м)	0.36;0.5;0.63; 0.80
Грузоподъёмность кранового оборудования (т)	1.25
Максимальная высота подъёма крюка (м)	6.6
Масса общая (кг)	10100
Габаритные размеры в транспортном положении (мм):	
Длинах ширинах высота	6400x2400x2800

Бурильно-крановая машина БКМ-515 (табл. 6.10) используется в строительстве, при бурении скважин под свайные фундаменты, столбы ограждения, опоры мостов и переходов; в сетевом строительстве – для установки опор ЛЭП и линий связи. Отличительные особенности конструкции и работы машины: циклическое вращательное бурение скважин с принудительной подачей бурового инструмента на забой и периодической центробежной разгрузкой его от грунта, бурение по скорости значительно превышает другие известные виды бурения. Наличие широкого диапазона скоростей вращения бура и регулируемой подачи бура на забой позволяет выбрать наиболее оптимальный и быстрый режим бурения грунта.

Таблица 6.10

Технические характеристики бурильно-крановых машин БКМ – 515, БКМ – 516

Параметры	БКМ - 515	БКМ - 516
Базовая машина	УРАЛ – 43206 (двухосн)	КАМАЗ – 4326
Глубина бурения (м)	5	5
Диаметр бурения (м)	0,36; 0,5; 0,63; 0,8	0,36; 0,5; 0,63; 0,8
Грузоподъёмность кранового оборудования (тс)	2,0	2,0
Масса общая (кг)	10500	11600
Габаритные размеры в транспортном положении (мм): длина × ширина × высота	7650 × 2500 × 3350	8450 ×2500 ×3800

Подъём и опускание опор, свай или столбов в пробуренную скважину производится с помощью специального кранового устройства и червячной реверсивной лебёдки, имеющей предохранительное устройство от перегрузки. Устанавливаемый сварочный генератор ГД-4004 предназначен для организации одного сварочного поста для ручной сварки, резки и наплавки металлов плавящимся электродом; для удаления из грунта опор, свай или столбов в конструкции машины предусмотрена установка дополнительного гидроцилиндра с тяговым усилием до 10000 кгс. Управление исполнительными органами трансмиссии и гидросистемы осуществляется со специального пульта, оснащённого регулируемым сиденьем. Отбор мощности для привода всех исполнительных механизмов осуществляется от двигателя базового автомобиля, что исключает необходимость установки дополнительного двигателя и снижает затраты на приобретение и эксплуатацию машины.

Бурильно-крановая машина БКМ-1501А (БКМ-1511) (табл. 6.11) предназначена для бурения скважин в талых и вечномерзлых грунтах I-IV категории при отсутствии валунов для установки опор под здания, сооружения, линии электропередач, радиорелейных линий и линий связи,

опор мостов и газопроводов. Машина изготавливается при предоставлении заказчиком шасси а/м КРАЗ.

Бурильно-крановая машина БКМ-1512 (табл. 6.11) предназначена для бурения скважин в талых и вечномёрзлых грунтах I-IV категории при отсутствии валунов и для установки опор под здания, сооружения, линии электропередач, радиорелейных линий и линий связи, опор мостов и газопроводов.

Таблица 6.11

Техническая характеристика бурильно-крановой машины БКМ – 1511, БКМ – 1512 и БКМ – 1513

Параметры	БКМ – 1511	БКМ – 1512	БКМ - 1513
Базовая машина	КРАЗ-250	УРАЛ 4320 –1912 – 30	КАМАЗ-53228
Глубина бурения (м)	15	15	15
Диаметр бурения (м)	0.36; 0.63	0.36; 0.63	0.36; 0.63
Грузоподъёмность кранового оборудования (тс	3	3	3
Максимальная высота подъёма крюка (м)	10	9	10
Масса общая (кг)	24000	20600	24000

6.4. Буровые установки для бурения инженерно-геологических скважин [75]

Бурение инженерно-геологических скважин выполняют для получения инженерно-геологических характеристик грунтов в районах строительства.

Буровая пенетрационная установка УБП – 15М предназначена для ударно-канатного бурения кольцевым забоем вертикальных скважин глубиной до 15 м в мягких и рыхлых породах и для проведения пенетрации методом ударного зондирования при инженерно-геологических изысканиях.

Установка УБП-15М представляет собой одноосный прицеп, на раме которого смонтированы: двигатель с муфтой сцепления, редуктор, планетарная лебедка, ручная червячная лебедка для подъема мачты, опора с бензобаком, инструментальный ящик и станина мачты. Мачта состоит из двух шарнирно соединенных секций, складывающихся при транспортировке. Верхняя секция мачты оснащена трехроликовым кронблоком, направляющим роликом и сектором подъема мачты. Нижняя секция оснащена домкратом и оттяжным роликом. Прицеп оборудован опорным катком и задней опорой. К установке придается анкер со шнековым стопором, центратор и тальблок-фарштуль.

Техническая характеристика установки УБП – 15М

Номинальная глубина, м:	
бурения	15
пенетрации	20
Диаметр скважины, мм	168, 127, 108
Планетарная лебедка:	
максимальное натяжение каната, кН	10
максимальная грузоподъемная сила крюка при пятиструнной оснастке, кН	50
средняя скорость навивки каната, м/с	0,7
диаметр барабана лебедки, мм	140
канатоемкость барабана, м	30
диаметр каната, мм	11
Мачта складывающегося типа:	
высота от поверхности земли до оси кронблока, м	5,6
максимальная грузоподъемная сила, кН	50
Пенетрационный молот (ударный снаряд):	
падение молота	Свободное
сброс молота	Автоматический
высота падения, м	0,8
масса молота, кг	60
Приводной двигатель:	
тип	УД – 2 – М1 внутреннего сгорания, карбюраторный
мощность при 3000 об/мин, кВт	5,9
Габаритные размеры в транспортном положении, м:	
длина	4,24
ширина	1,85
высота	2,32
Масса установки, кг:	
без ударного снаряда	1096
с ударным снарядом	1212

Бурильная установка линейных изысканий БУЛИЗ–15 предназначена для бурения инженерно-геологических скважин в породах I – IV категорий по буримости. С помощью навесного автоматического пенетрометра НАП-10 установка может производить динамическое зондирование грунтов.

Установка обеспечивает бурение скважин следующими способами: колонковым с начальным диаметром скважин 127мм, шнековым – 116 мм, медленно-вращательным (спиральными и ложковыми бурами) – 146 мм, ударно-канатным кольцевым забоем 168 мм, вибрационным – 89 мм.

Эта установка состоит из следующих основных узлов: базового автомобиля трубчатой мачты, лебедки, откидного вращателя, механизма

подачи инструмента, рычагов управления. Установка комплектуется одноблочным вибромолотом с приводом от двигателя автомашины посредством гибкого вала.

Установка комплектуется одноосным автомобильным прицепом, который оборудован отсеками для перевозки бурового инструмента. Буровой и слесарно-монтажный инструменты, а также запасные части поставляются заводом-изготовителем по соответствующим спецификациям.

Таблица 6.20

Техническая характеристика установки БУЛИЗ – 15

Номинальная глубина скважин, м	15
Максимальный начальный диаметр скважин, мм	168
База установки .	Автомобиль УАЗ-469
Основной рабочий орган	Вращатель, вибромолот
Частота ударов бурового снаряда в 1мин	25
Грузоподъемная сила, кН:	
лебедки	12
мачты	50
Высота мачты до оси ролика кронблока. м	5,2
Скорость навивки каната на барабан лебедки, м/с	0,1 – 0,5
Частота вращения инструмент, мин$^{-1}$	32-165
Вращатель	Неподвижный, откидной
Привод рабочих органов установки	От тягового двигателя автомобиля
Габаритные размеры в транспортном положении, мм	4200 x 1750x 2300
Масса, кт .	2030

Техническая характеристика вибромолота

Тип	Одноблочный, пружинный с центробежным вибровозбудителем
Угловая скорость дебалансов, с$^{-1}$	80- 150
Вынуждающая сила, кН	4-13
Максимальный ход ударной части, м	0,06
Масса ударной части, кг	55
Габаритные размеры, мм	384x352x558
Масса вибромолота без гибкого вала, кг	65

Агрегат вибрационного бурения АВБ – 2М предназначен для бурения скважин при инженерно-геологических изысканиях в породах I - IV категорий по буримости вибрационным способом на глубину 15-20 м и может быть использован для ударно-канатного бурения на глубину до 40 м в породах до VIII категории по буримости.

Техническая характеристика бурового агрегата АВБ – 2М

Номинальная глубина при бурении способом, м:	
вибрационным	15—20
ударно-канатым	40
Диаметр скважины при бурении вибрационным способом, мм:	
начальный	168
конечный	108
Диаметр скважины, мм при бурении ударно-канатным способом:	
начальный	219
конечный	89
База агрегата	Автомобиль ГАЗ-66
Диаметр бурильных труб, мм .	63,5
Источник энергии для привода механизмов агрегата	Синхронный генератор ЕСС5-81-6М
Мощность генератора, кВт	20
Напряжение генератора, В	380
Синхронная частота вращения вала генератора, мин$^{-1}$ ...	1000
Привод генератора	Двигатель автомобиля в режиме 2200 об/мин
Основной рабочий орган.	Беспружинный вибромолот ВБ-7
Привод вибромолот	Электродвигатель повышенного скольжения АОС2-42-4
Мощность электродвигателя. кВт	7,5
Частота вращения электродвигателя, мин$^{-1}$	1360
Статический момент массы дебалансов, кг • м	2
Угловая скорость дебалансов, с$^{-1}$	131
Максимальная вынуждающая сила, кН	35
Максимальный ход ударной части, м	0,135
Масса вибромолота, кг	340
Подъемное устройство агрегата	Лебедка планетарная с ленточным тормозом
Грузоподъемная сила лебедки, кН	40
Диаметр каната, мм	18
Частота вращения барабана при работе на III передаче автомобиля, мин$^{-1}$	48,5
Грузоподъемная сила мачты, кН	120
Высота мачты, м	7,5
Талевая оснастка .	Одно- и двухструнная
Скорость подъема бурового инструмента при 2200 мин$^{-1}$ двигателя автомобиля, м/с:	
при двухструнной оснастке на III передаче	0,4
при однострунной оснастке на III передаче	0,8
на IV передаче	1,1
Масса, кг	5500

Самоходный вибробуровой агрегат ВАС – 75 предназначен для бурения инженерно-геологических скважин ударно-канатным, колонковым и медленно-вращательным способами в мерзлых и немерзлых породах с погружением и извлечением обсадных труб вибрационным способом.

База агрегата – гусеничный трактор ДТ-75Н-С2. В состав агрегата входят: копер-стрела, механизм подачи, двухбарабанная лебедка, блок генератора, гидравлические опоры, блок управления. Помимо этого, агрегату придается сменное технологическое оборудование: высокооборотный и низкооборотный вращатели и вибратор с центральным проходным отверстием.

На задней раме закреплены: копер-стрела, двухбарабанная планетарная лебедка и две гидравлические опоры. Слева от кабины по ходу трактора установлены генератор и дополнительный масляный бак. За кабиной справа по ходу расположены электрический и гидравлический пульты управления. На валу отбора мощности трактора установлен распределительный редуктор для привода генератора и лебедки.

Копер-стрела представляет собой сварную конструкцию и состоит двух основных частей: собственно копра и стрелы. Копер-стрела шарнирно крепится на задней раме и с помощью гидродомкратов может устанавливаться в рабочее и транспортное положения. Верхняя часть копра имеет Г-образную форму и помимо системы блоков, несет на себе шарнирно поворачивающуюся стрелу. Максимальный вылет инструментального блока от оси скважины составляет 1,5 м, что позволяет отводить буровой снаряд от устья скважины.

Высоко- и низкооборотные вращатели жестко закрепляются на каретке механизма подачи. Вибратор подвешивается при помощи четырехструнной полиспастной системы.

Агрегат ВАС-75 разработан Санкт-Петербургским отделением Гидропроекта.

Техническая характеристика агрегата ВАС – 75

Диаметр скважины, мм:	
начальный	219
конечный	127
глубина скважины, м	60
Вращательное бурение с использованием высокооборотного вращателя ВК-50/100:	
частота вращения снаряда, мин$^{-1}$	90; 180; 250; 500
диаметр скважины, мм:	
начальный	132
конечный	59
глубина скважины, м	100
Вращательное бурение с использованием низкооборотного вращателя ВН:	
частота вращения снаряда; мин$^{-1}$	18,5; 28; 55,2
начальный диаметр скважины, мм	151
глубина скважины, м	25
Мощность двигателя базового трактора, кВт	66
Копер-стрела:	
грузоподъемность, кН. не более:	
копра	100

стрелы	20
высота подъема снаряда, мм:	
на копре	7000
на стреле	8000
Лебедка планетарная двухбарабанная:	
грузоподъемность талевого и инструментального барабанов на прямом канате, кН	20
диаметр каната, мм	11,.5
скорость навивки каната на барабан, м/с	1,2
длина каната,м:	
талевого	30
инструментального	70
Гидравлический механизм подачи инструмента:	
усилие, кН:	
подачи на забой	14,7
извлечения бурильных труб	44,6
ход каретки, м	4,32
Источник электроэнергии генератор ДГФ-82-4Б:	
напряжение номинальное, В .	400
мощность, кВт	30
частота вращения вала, мин$^{-1}$	1500
частота тока, Гц	50
Гидронасос НШ-46:	
развиваемое давление, МПа	7,5
вместимость масляных баков (2 шт.), л	90; 20
Высокооборотный колонковый вращатель ВК-50 100:	
тип электродвигателя	Двухскоростной ,АО-51-4/2
частота вращения, мин$^{-1}$	1500; 2880
Мощность на валу электродвигателя, кВт	
I скорость	6,1
II скорость	7,3
тип редуктора	Двухскоростной
количество зажимных патронов, шт	2
тип зажимных патронов	Гидромеханический
диаметр ведущей бурильной трубы, мм	50
масса вращателя, кг	300
Вращатель низкооборотный ВН:	
тип двигателяА02-51-6/4/2, трехскоростной	
частота вращения двигателя, мин$^{-1}$	970; 1460; 2900
мощность на валу электродвигателя, кВт:	
I скорость	3
II скорость	3,5
III скорость	4
масса вращателя, кг	250
Вибратор ВОГ-6:	
вынуждающая сила, кН	51
статический момент массы дебалансов, кг· м	3.92
количество приводных двигателей.	2
мощность двигателей, кВт	15
частота колебаний вибратора, Гц	18,7
максимальная амплитуда колебаний, мм	10,5
диаметр обсадных труб и муфт,	

зажимаемых патроном вибратора, мм	168; 188
габаритные размеры, мм	1560 x 848 x 1925
масса, кг.	1080
Габаритные размеры агрегата, мм	
в рабочем положении	1560 x 10140 x 2700
в транспортном положении	8090 x 3560 x 2100
Масса агрегата в заправленном состоянии	
(без навесного оборудования), кг	10000
Состав обслуживающего персонала, чел.	2

Буровая установка БУГ–75 предназначена для ударно-канатного бурения вертикальных инженерно-геологических и гидрогеологических скважин в породах I - IV категорий по буримости: установка может использоваться при разведке строительных материалов и россыпных месторождений, а также для бурения скважин на воду.

Техническая характеристика буровой установки БУГ–75

Номинальная глубина бурения, м	75
Диаметр скважины, мм:	
начальный	325
конечный	127
Тип лебедки	Однобарабанная фрикционная
Грузоподъемная сила лебедки, кН	10
Скорость навивки каната на барабан, м /с	0,5; 0,65
Диаметр, мм:	
барабана	210
каната	17,5
Канатоемкость барабана, м	100
Усилие, Н:	
на рукоятке включения лебедки	150
на педали тормоза	130
Тип механизма для ударно-канатного бурения	Оттяжное устройство балансирного
типа со свободным сбросом бурового снаряда	
Число ударов бурового снаряда в 1 мин	40 и 70
высота подъема бурового снаряда, мм	.300
Тип устройства для расхаживания обсадных труб.	Поворотные ключи, рычажные цеп-
ные	
Диаметр обсадных труб, мм	324; 273; 219; 168
Крутящий момент, передаваемый ключом, кН·м	5 – 8,2
Наибольший угол поворота колонны обсадных груб	
за один оборот рабочею вала, градус	15
Частота вращения рабочего вала, мин$^{-1}$	40; 70
Тип привода	Дизель типа ЦНИДИ,
	Модель Т-62-1
Наибольшая мощность, кВт	10
Номинальная частота вращения	
вала двигателя, мин$^{-1}$	1200
Габаритные размеры установки, мм	3500x2060x1220
Масса установки с двигателем, кг	2500

Буровая установка БУГ-75 представляет собой смонтированный на общей раме агрегат, состоящий из дизеля Т-62-1 со сцеплением, клиноременной трансмиссии, фрикционной лебедки, промежуточного и рабочего валов, оттяжного устройства, направляющего ролика, соединительных тяг и поворотных ключей. При наличии электроэнергии для привода установки можно использовать электродвигатель мощностью 10 кВт.

К установке придаются межключевые кольца, опорные хомуты, служащие для поддержания поворотных ключей на колонне обсадных труб, а также стабилизатор, обеспечивающий автоматическое перекрепление поворотных ключей в процессе обсадки скважин трубами.

Буровая бригада, обслуживающая установку БУГ-75, состоит из трех человек.

Полевая лаборатория ПЛГ – 10М предназначена для инженерно-геологических исследований песчаноглинистых грунтов средней плотности в труднодоступных условиях. С помощью оборудования, которое входит в состав лаборатории, можно обеспечить бурение скважин, статическое и динамическое зондирование, испытание грунтов вращательным срезом и прессиометрией.

Буровое оборудование, входящее в состав ПЛГ-10М обеспечивает проходку скважин вращательным способом на глубину до 15 м в песчаноглинистых грунтах без обсадки их трубами. Кроме того, оно позволяет отбирать образцы грунта ненарушенного сложения для геологической документации и определения физических характеристик грунтов. Буровой станок монтируют на специальной быстросъемной подставке, которая может перемещаться в направляющих рамы универсальной вдавливающей установки УЗП-10М, являющейся базой лаборатории ПЛГ-10М.

Техническая характеристика лаборатории ПЛГ-10М

Глубина зондирования, м	≤20
Усилие вдавливания, кН	40
Привод	Ручной и механический
Мощность двигателя, кВт .	3,2
Диаметр скважины, мм	75
Способ бурения	вращательный
Максимальный крутящий момент, Н·м.	240
Масса падающего груза, кг	60
Высота падения груза, мм	800
Число ударов в 1 мин	17
Расстояние между анкерными сваями, мм	730
Диаметр, мм:	
Лопасти винтовой сваи	250
Рабочих штанг	22; 36; 42
Длина штанг, мм	1000
Габаритные размеры, мм	960 x 1070 x 2850

Масса, кг:	
универсальной вдавливающей установки	180
оборудования для бурения	17,3
оборудования для статического зондирования	42
оборудования для динамического зондирования	76
оборудования для вращательного среза	145

Буровой инструмент подается на забой вручную посредством двухрядной цепи с усилием 40 кН. Установка УЗП-10М анкеруется с помощью винтовых свай. Для удобства транспортирования рама установки оборудована колесами.

Лаборатория ПЛГ-10М изготовляется ПНИИИСом.

Переносная зондировочно-буровая установка УЗП-12 полевой лаборатории ПЛГ-3А предназначена для выполнения комплекса полевых инженерно-геологических работ в сложных геологических и транспортных условиях методами статического и динамического зондирования, лопастной прессиометрии и вращательного бурения с отбором образцов грунта.

Техническая характеристика зондировочно-буровой установки УЗП-12М

Мощность двигателя мотопилы «Дружба-4», кВт	3
Максимальное вертикальное усилие, кН	60
Глубина зондирования, м	20
Масса падающего молота, кг	60
Высота падения молота, м	0,8
Число ударов в 1 мин	17 - 25
Площадь, $см^2$:	
штампов лопастного прессиометра	40
срезной пластины прессиометра-сдвигомера	40
Диаметр бурильных шнеков, мм	73
Число шин для транспортировки	2
Число анкерных свай	4
Масса, кг:	
максимальная отдельного узла	56
установки в сборе	185
Габаритные размеры, мм	950x800x3000

Установка УЗП-12М комплектуется мотобуром М 10 с буровым инструментом, что позволяет бурить зондировочные скважины шнековым способом. Вертикальная стойка с механическими передачами установлена на крестообразной опорной рамке с возможностью полного поворота вокруг оси, что обеспечивает использование силовых механизмов в разных положениях.

6.5. Сваенабивные буровые установки

Основная область применения установок данного типа (помимо собственно бурения) – изготовление набивных свай. ***Набивными*** называют ***сваи*** различного целевого использования, изготавливаемые непосредственно в скважине, формируемой сваенабивной буровой установкой.

Сваенабивная буровая установка СО-2 отечественного производства предназначена для бурения в устойчивых нескальных грунтах скважин глубиной до 30 м и уширенной полости диаметром до 1600 мм для устройства буронабивных свай в промышленном и гражданском строительстве.

Установка СО-2 обеспечивает возможность бурения скважин в обводненных неустойчивых грунтах под защитой глинистого раствора. Устройство уширенной полости в пробуренной скважине производится только в устойчивых сухих грунтах при помощи специального расширителя. Широкое применение в промышленном строительстве нашла установка при бурении скважин для устройства буронабивных свай фундаментов корпусов Камского автомобильного завода.

Установка СО-2 монтируется на кран ДЭК-251 или другие грузоподъемные механизмы грузоподъемностью не менее 25т. Навесное оборудование для бурения скважин включает трубчатую стойку с направляющими, по которым перемещается каретка с электроприводом и очиститель.

К выходному валу электропривода посредством шарнира прикреплена телескопическая шнековая буровая колонна с буровым инструментом на конце (винтовой бур, трехперая коронка и т.п.).

При бурении скважин глубиной до 22 м выдвигают внутреннюю секцию телескопической бурильной колонны, при бурении скважин на глубину до 30 м выдвигают обе секции телескопической колонны.

Технмческая характеристнка сваенабнвной буровой установки СО – 2

Диаметр скважины (сваи), мм	600
Максимальная глубина бурения, м	30
Средняя скорость бурения в мягком грунте, м/ч	10
Максимальный диаметр уширенной полости, мм	1600
Частота вращения бурового инструмента, $мин^{-1}$	43
Тип электродвигателя привода	4А250М693
Мощность электродвигателя, кВт	55
Напряжение, В	380
Синхронная частота вращения электродвигателя, $мин^{-1}$	1000
Масса изготавливаемого оборудования, кг	15000
Масса базовой машины (ДЭК-251), кг	36200
Габариты установки, мм	23000x11000x3200

Технические характеристики зарубежных сваенабивных буровых установок приведены в табл. 6-12-6.14 (данные систематизированы М.О. Неплевским).

Таблица 6.12

Технические характеристики сваенабивных буровых установок фирм Liebherr и Wirth (Германия)

Параметры \	LD22	LD25	ECOdrill 10
Глубина бурения, м	40-80		
Максимальный диаметр, бурения, мм	1500	2000	1300
Мощность привода, кВт	220	400	180
Осевая нагрузка, кН	160	200	120
Крутящий момент, кН·м	220	250	107,5
Угол наклона, град.	бурение осуществляется вертикально		
Тип инструмента	короткий шнек, ковшовый бур, длинный шнек (CFA system)		
Тип колонны	телескопическая бурильная колонна (Kelly system)		
База	экскаватор		

Таблица 6.13

Технические характеристики сваенабивиых буровых установок фнрмы Bauer (Германия)

Параметры \	BG9	BG12	BG15	BG18	BG22	BG25	BG36	BG42
Глубина бурения, м	50 - 70							
Диаметр бурения, мм	650 - 2500							
Мощность привода, кВт	135	171	171	171	224	291	291	373
Осевая нагрузка, кН	100	130	130	160	200	200 - 250	250 - 300	400
Крутящий момент, кН·м	93	120	147	176	215	245	367	367
Тип инструмента	короткий шнек, ковшовый бур, длинный шнек (CFA system)							
Тип колонны	телескопическая бурильная колонна (Kelly system)							
База	экскаватор							

Таблица 6.14

Технические характеристикн сваенабивных буровых установок фирмы Casagrande (Италия)

Параметры \	B 125	B140E	B 250	B 300	C600HD H40	HT50	C800 H40	RM21	CFA 26
Глубина бурения, м	40-80								26
Макс. диаметр бурения	1500	1500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	1200
Мощность привода, кВт	138	127	300	200	400	400	297	139	160
Осевая нагрузка, кН	240	147	240	240	300	400	400	200	60
Крутящий момент, кН·м	118	135	224	280	400	545	400	220	142
Угол наклона, град	33	32	33	27	23	33	21	148	32
Высота мачты, м	12	5,0	14,5	13,7	7	13,5	13,5	8,0	20,9
Масса,т	31,5	43,5	74	66,5	90	90	128	45	62
Тип инструмента	короткнй шнек, ковшовый бур								длинный шнек
Тип колонны	телескопическая бурильная колонна (Kelly system)								
База	экскаватор								

6.6. Буровые станки, применяемые при разработке месторождений твердых полезных ископаемых

Раздел составлен, в основном, по материалам работ [43].

Основная область применения буровых станков – бурение скважин на карьерах и при подземной разработке месторождений.

Передвижные буровые станки для бурения скважин с пневмоударниками на подземных горных разработках

Буровой станок НКР100МА и его модификации (главные конструкторы П.М. Емельянов и Э.Г. Чернилов).

Станок (табл. 6.15) состоит из пневмозахвата, подающего патрона, редуктора, двигателя, пульта управления, распорной колонки. Основным узлом является редуктор с пневмозахватом; на нем закрепляют все перечисленные выше узлы. Пневмозахват удерживает и вращает став штанг, когда подающий патрон разъединяется со штангой для последующего захвата ее на новом месте. Редуктор с пневмозахватом состоит из планетарного редуктора, одноступенчатой зубчатой передачи, зажимного устройства, шлицевого вала и концевых клапанов прямого и обратного хода. Подающий патрон предназначен для подачи и вращения бурового инструмента во время бурения или при выдаче его из скважины. Патрон перемещается по двум направляющим с помощью пневматических податчиков. Подвижное шлицевое зацепление соединяет подающий патрон и редуктор с пневмозахватом, передающим крутящий момент от двигателя ставу штанг. Подающий патрон представляет собой одноступенчатый редуктор с пневматическим зажимным устройством.

Таблица 6.15

Технннческая характеристика буровых станков типа НКР

Тип станка	НКР100МА	НКР100МВА	НКР100МПА	НКР100МПВА
Диаметр буровых скважин, мм	105			
Глубина бурения скважин, м	50	80	50	80
Усилие подачи, кН	6	12	6	12
Ход подачи, м	0,365			
Тип двигателя	Электрический 4А100	Электрический 4М05	Пневматический ДАР14А1	
Частота вращения бурового става, $с^{-1}$	1,3		2	
Крутящий момент, Н·м	330			
Длина штанги, м	1,2			
Расход воздуха, $м^3$ /мнн	9		15	
Масса, кг	425	450	420	445
Изготовитель станка НКР100МА	завод горного оборудования (Кривой Рог).			

Буровой станок ВЕЕР – 110П. Предназначен для бурения скважин в подземных условиях при добыче руд из камер.

Станок осуществляет бурение вращательным и ударно-вращательным способами погружным пневмоударником с очисткой забоя скважины воздушно-водяной смесью. Данный станок отличается простотой конструкции, повышенной безопасностью, уменьшенными габаритами и весом по сравнению со станком НКР-100.

Станок рекомендован к применению органами Госгортехнадзора РФ.

Техническая характернстика бурового станка ВЕЕР-110П

Глубина бурении, м	80
Диаметр бурения, мм	110
Частота вращения бурового става, мин$^{-1}$	25-100
Угол наклона скважины	любой
Рекомендуемый тип пневмоударника	П-110
Усилие подачи, кг	до 800
Двигатель вращателя	ДАР-14М
Мощность двигателя, кВт	10,3
Масса без колонки, шламоотвода, фильтра-масленки, кг	295
Габаритные размеры, мм	880x880x1720
Изготовитель	ЗАО Машиностроительный завод им. В.В. Воровского

Самоходные буровые станки для бурения скважин с пневмоударниками на подземных горных разработках

Буровые станки данной группы изготавливаются, в основном, зарубежными фирмами –производителями (табл. 6.16).

Таблица 6.16

Технические характернстики самоходных буровых станков зарубежных фирм для бурения скважин с пневмоударниками на подземных горных выработках

Тип станка	Майнмастер	СММ-1	СММ-2	R ОС-306	Мегаматик 6200-D
Диаметр буримых скважин, мм	121—165	105—165	105—165	105—216	152-203
Глубиина бурения, м:					
вниз	60	180	180	100	60,9
вверх	-	-	50	-	60,9
Наклон скважин перпендикулярно к продольной оси, градус	±15	±45	360	±42	360
Наклон скважин вдоль продольной оси, градус	±90—15	+90—30	+90—30	+90—45	+90—30
Длина штанги, м	1,52	1,52	1,83	1,5	1,8
Основные размеры, м:					
длина с поднятым податчиком	3,05	3,32	3,45	3,2	2,7
длина с опущенным податчиком	3,47	4,15	3,89	3,4	3,7
ширина	0,76	1,4	1,37	1,4	1,8
высота с поднятым податчнком	3,05	3,45	3,28	3,4	3,4
высота с опущенным податчиком	1,07	2,22	1,99	2,1	2,3
Масса, кг	1723	4860	5450	3900	9400
Фирма	Ингерсол Рэнд	Ингерсол Рэнд	Ингерсол Рэнд	Атлас Копко	Мишн
Страна	США	США	США	Швеция	США

Буровые станки для бурения взрывных скважин на открытых и подземных горных разработках.

Типаж буровых станков для бурения взрывных скважин на открытых горных работах представлен в табл. 6.17.

Бурение скважин на открытых разработках станками с погружными пневмоударниками имеет ряд преимуществ. Основные из них следующие:

- разрушение породы в процессе бурения производят ударным механизмом, не требующим большого давления на забой скважины, вследствие чего момент, необходимый для вращения инструмента, так же незначителен, что позволяет иметь станки малой массы и бурить скважины с минимальными искривлениями;
- ударный механизм прост и надежен в работе;
- скорость бурения мало зависит от глубины скважины;
- бурение производят сравнительно недорогим инструментом;
- станки просты по устройству и удобны в обслуживании.

В зарубежной практике буровые станки с пневмоударниками широко применяют как при добыче руд, так и в строительстве. Станки выпускают на устройствах, имеющих гусеничный или пневмоколесный ход. Последнему отдается предпочтение. Тяжелые станки имеют собственные компрессорные станции, легкие питаются сжатым воздухом от передвижных компрессоров. Характерным является применение компрессоров с повышенным давлением сжатого воздуха (до 2,46 МПа).

Диаметр буримых скважин 127—317 мм. Для вращения снаряда используют гидропривод, позволяющий в широком диапазоне регулировать частоту вращения. Подача штанг так же гидравлическая, что позволяет регулировать давление па инструмент в широких пределах. Применяются автоматы, позволяющие регулировать величину подачи бура в зависимости от крепости породы. Все станки снабжают кассетой для подачи штанг при наращивании или подъеме бурового става. Установка очередной штанги занимает 1 мин.

Таблица 6.17

Тнпаж станков для бурения взрывных скважин на открытых горных работах

Обозначение модели	Условный диаметр скважины, мм	Глубина бурения вертикальных скважин, м	Угол наклона скважины к вертикали, градус	Ресурс до первого капитального ремонта, ч. не менее	Коэффициент крепости породы f	Техническая производительность, м/ч	Удельный расход электроэнергии при бурении, МДж/м³	Начало промышленного производства (год)	Какой моделью заменяется
Станки шарошечного бурения (СБШ) Типоразмер СБШ-160									
СБШ-160-48	160	48	0, 15, 30	9000	8—10	20,0	1080	1990	—
Типоразмер СБШ-200									
2СБШ-200-32	200	32	0	11 000	8—10	20,0	936	1965	4СБШ-200-40
4СБШ-200-40	200	40	0, 15, 30	11000	8—10	18,0	1026	1982	СБШ-200-55
2СБШ-200Н-40	200	40	0, 15, 30	11 000	8—10	18,0	1026	1970	3СБШ-200-60
3СБШ-200-60	200	60	0, 15, 30	12000	8—10	23,0	846	1984	СБШ-200-55
СБШ-200-.55	200	55	0, 15, 30	15000	8—10	24,0	972	1991	—
Типоразмер СБШ-250									
СБШ-250МНА-32	250	32	0, 15, 30	11500	12—14	15,0	1044	1984	СБШ-250-36
СБШ-250-36	250	36	0, 15, 30	16500	12—14	19,0	918	1988	2СБШ-250-36
СБШ-250-20	250	20	0, 15, 30	16500	12—14	22,0	828	1990	—
СБШ-250-55	250	55	0, 15, 30	16500	8—10	22,0	745	1984	3СБШ-250-36
Типоразмер СБШ-320									
СБШ-320-36 (СБШ-320М)	320	36	0, 15, 30	20000	16—18	13,0	1548	1988	—
СБШ-400-55 (СБШ-320/380НС)	400	55	0, 15, 30	22500	10—12	25,0	1002	1990	—
СБШ-400-20	400	20	0, 15, 30	22500	10—12	29,0	864	1990	—
Станки пневмоударного бурення (СБУ) *Типоразмер СБУ-100*									
СБУ-100Н-35	100	35	0, 15, 30	3900	14—16	6,5	2700	1981	2СБУ-100-32
2СБУ-100-32	100	32	0, 15, 30	6300	14—16	12,0	2376	1988	—
СБУ-100Г-35	100	35	0, 15, 30	3900	14—16	6,5	2700	1979	СБУ-100ГА-50
СБУ-100ГА-50	100	50	—15 до +30	3900	14—16	6,5	2700	1987	3СБУ-100-32
3СБУ-100-32	100	32	—15 до +30	6300	14—16	12,0	2376	1991	—
Типоразмер СБУ-125									
СБУ-125-24	125	24	0, 15, 30	4800	14—16	6,5	3240	1975	СБУ-125А-32
СБУ-125А-32	125	32	0, 15, 30	5000	14—16	6,5	3240	1987	2СБУ-125-32
2СБУ-125-32	100, 125	32	0, 15, 30	7500	14—16	12,0	2844	1991	—
Типоразмер СБУ-160									
СБУ-160-18	160	18	0, 15, 30	7500	14—16	12,0	3330	1992	—
Станки ударного бурения с выносными ударниками Типоразмер СБУ-200									
СБУ-200-36	200	36	0, 15, 30	15000	16—18	25,0	1728	1990	—
Станки пневмоударного, шарошечного, ударно-шарошечного бурения (универсальные) Типоразмер СБУШ-160									
СБУШ-160-36	160	36	0, 15, 30	7500	10-12	18,0	1656	1991	—
2СБУШ-160-36	160	36	0, 15, 30	7500	10-12	18,0	1656	1992	—
Станки шнекового бурения (СБР) Типоразмер СБР-160									
СБР-160А-24	160	24	0, 15, 30	5000	3-6	40,0	360	1983	СБР-160-Б-32
СБР-160Б-32	160	32	0, 15, 30	7500	3-6	60,0	273	1988	—
2СБР-160-24	160	24	0, 15, 30	7500	3-6	35,0	187	1990	—

Таблица 6.18

Технические характеристики отечественных буровых станков для бурения скважин с пневмоударниками на открытых горных разработках

Тип станка	СБУ-100Г-35	СБП-100П-35	СБУ-100Н-35	СБУ-125А-32	СБУ-125У-52	СБУ-125-24
Условный диаметр скважины, мм	105; 125	105; 125	105	100; 125	125; 160	125
Глубина бурения. м. не менее	35	35	35	32	52	24
Угол наклона скважины к вертикали, градус	0; 15; 30	0; 15; 30	0; 15; 30	0; 15; 30	0 – 45	0; 15; 30
Модель пневмоударника	ПС-105С; П-125	П-105С; П-125	П-105С	П-125	П-125	П-125К
Способ установки и уборки буровых штанг	Ручной	Ручной	Ручной	Механизированный	Механизированный	Механизированный
Установленная мощность станка, кВт	24	24	4	40	90	42
Тип применяемого компрессора	ПВ-10	ПВ-10	ПВ-10	ПВ-10	ПВ-10	ПВ-10
Частота вращения бурового става, $с^{-1}$	0,77	0,77	0,77	0,375; 0,75	0,52-1,04; 1,04-1,5; 1,5-2,25	0,37; 0,75
Номинальный крутящий момент, Н • м	830	830	830	2500	3000	
Предел усилия подачи, кН, не менее:						
вверх	6	6	6	25	50	
вниз	8,5	8,5	8,5	25	70	20
Длина хода подачи, мм	1050	1050	1050	4000	4250	3700
Скорость подачи, м/ мин	0 – 60	0 – 60	0 – 60	0 – 25	0-25	0 – 10
Диаметр штанги, мм	89	89	89	89	89	89
Длина штанги, мм	950	950	950	4000	4250	2930
Масса штанги, кг	10,8	10,8	10,8	53	90	32,5
Число штанг в комплекте или кассете	30	30	30	8	14	
Тип ходовой части	Гусеничный	Пневмоколесный	Салазки	Гусеничный	Гусеничный	Гусеничный
База, мм	1520	1320	2275	1800	2170	1775
Клиренс, мм	250	265	-	250	250	
Ширина, мм	1880	1510	1000	1600	2140	1868
Давление на грунт, МПа	0,055	-	-	0,09	0,09	0,09
Скорость передвижения, км/ч	0,83	1,05	0,76	0,9	0,9	1,0
Преодолеваемый уклон, градус	20	20	-	15	15	
Подача вентилятора, $м^3$ /мин	20	20	-	20	-	
Площадь фильтров тонкой очистки, $м^2$	2,4	2,4	-	2,4	-	
Основные размеры станка в транспортном положении, мм:						
длина	4000	4000	2620	4200	5500	4250
ширина	2300	2300	1000	3020	3200	3000
высота	2340	2400	1080	7100	2100	7160
Масса станка, т	5	4	0,5	9	13,5	8,5

Таблица 6.19

Технические характеристики буровых станков для бурения скважин с пневмоударниками на открытых горных разработках зарубежных фирм – производителей

Тип станка	T4	T5	ДМ-35-SPH	ДМ-45	С695Н	Ротамек-1302	Ротамек-1702	Ротамек-1802	Ротамек-2202	НВМ-70	НВМ-160-SP
Диаметр скважин, мм	127-203	229-251	165	03	152-228	143-200	143-200	152-229	152-250	65-130	130-129
Глубина бурения скважин, м	47	59	20	47	Н.д.	30	24	53	46	44	20
Угол наклона скважин от вертикали, градус	0-30	0-30	0-30	0-30	0-25	0-30	0-30	0-30	0-30	0-25	0-20
Частота вращения бурового става, с-1	0-1,9	Н.д.	0-2,1	0-2,7	0-2,1	0,1-1,3	0,1-1,3	0,1-1,3	0,1-1,4	2,7-1,3	0-2,7
Крутящий момент, кН-м	5,7	9,5	11,6	7,3	10,2	12,5	12,6	12,5	12,6	5,1	4,27
Усилие подачи, кН	168	272	159	204	180	130	170	175	218	70	52
Длина подачи, м	8	8	8	8	10,18	6	7,6	7,6	7,6	4	6,9
Подача компрессора, $м^3$ /мин	36	29,7	17	25,5	28,3	21	21	33	33	8,5	20
Давление сжатого воздуха, МПа	2,46	2,46	1,76	2,46	1,8	2	2	2	2,1	1,2	1,7
Тип ходовой части	Автомашина	Автомашина	Гусеничный	Гусеничный		Автомашина	Гусеничный	Автомашина		Гусеничный	
Мощность привода компрессора, кВт	370	250	230	370	391	300	300	420	420	54	272
Масса, т	22	37	29,5	31,8	41	21,4	28,8	28,4	40,7	14	42
Фирма	Ингерсол Рэнд	Ингерсол Рэнд	Ингерсол Рэнд	Шрам Атлас	Шрам Атлас	Копко	Атлас Копко	Атлас Копко		Хаузгерр	Хаузгерр
Страна	США	США	США	США	США	Швеция	Швеция	Швеция		ФРГ	ФРГ

6.7. Буровые установки ударно-канатного бурения

Буровые установки данной (табл. 6.20) группы позволяют бурить скважины (ударным способом) в породах любых категорий по буримости, однако, из-за низких скоростей бурения (даже в породах средних категорий по буримости) применение этих установок в прочных кристаллических породах нерационально. Основная область применения – разведка россыпных месторождений, бурение водозаборных скважин.

Таблица 6.20

Технические характеристики установок ударно-канатного бурения УКС-22М и УКС – 30М

Основные показатели	УКС – 22М	УКС – 30М
Глубина бурения, м	300	500
Наибольший начальный диаметр скважины, мм	600	900
Число ударов бурового инструмента в I мин.	40, 45, 50	40,45,50
Масса бурового снаряда, *кг*	1500	2500
Высота подъема инструмента, м	0,35 – 1,0;	0,5-1,0
Грузоподъемность барабанов, даН:		
– инструментального	2000	3000
– желоночного	1200	2000
– талевого	2000	3000
Высота мачты до оси крокблока, м	13	16
Грузоподъемность мачты, даК	12000	25000
Привод установки	Электрический	Электрический
Тип приводного двигателя	АО-73-6	АО2-91-8
Мощность двигателя, кВт	22	40
Транспортная база	Смонтирована на раме с колесным ходом	Смонтирована на раме с колесным ходом

6.8. Буровые установки шнекового бурения

Установки шнекового бурения предназначены для шнекового бурения гидрогеологических, водозаборных, сейсмических и эксплуатационных скважин технического назначения в породах I –VI категорий по буримости. Основное достоинство скважин шнекового бурения – высокая устойчивость ствола скважины за счет оттеснения разрушенных пород к стенкам скважины и уплотнения пород.

Установка шнекового бурения УШ-2Т предназначена для бурения в основном сейсмических скважин в породах до IV категории по буримости

шнековым способом в отдаленных и труднодоступных районах, а также может быть использована при инженерно-геологических изысканиях.

Все механизмы установки УШ-2Т смонтированы на раме, прикрепляемой к шасси трактора, и имеют привод от его ходового двигателя.

Установка комплектуется инструментом для шнекового бурения, запасными частями и ремонтно-монтажным инструментом. В комплект бурового инструмента входят: долото трехлопастное, шнеки, подкладная вилка, шнеколовки, метчик, колокол, штанги, вспомогательный инструмент и принадлежности для шнекового бурения.

Техническая характеристика буровой установки шнекового бурения УШ-2Т

Номинальная глубина бурения, м	60
Диаметр скважины, мм	175
Длина шнеков, м	2,5
Максимально возможная длина колонны при извлечении, м	6
Транспортная база	Болотный трактор Т-100 МЗБ
Мощность, отбираемая от двигателя трактора, кВт	73,5
Тип вращателя	Подвижный, откидывающийся
Частота правого и левого вращения, об/мин	76; 153; 196
Ход вращателя, мм	3250
Подача вращателя	Гидроцилиндром
Тип гидравлических шестеренных насосов	НШ-10 (один); НШ-46 (два)
Максимальное рабочее давление в гидросистеме, МПа	10
Максимальное усилие подачи, кН:	
Вниз	56,5
Вверх	120
Скорость перемещения вращателя, м/с:	
Вверх	0-0,18
Вниз	0-0,45
Грузоподъемная сила на канате, кН	25
Скорость подъема и опускания инструмента на канате, м/с:	
Вверх	0-0,36
Вниз	0-0,9
Тип мачты	Телескопическая, сварная с гидравлическим подъемом и опусканием и автоматическим домкратом
Высота мачты, мм	
Максимальная	9025
Минимальная	5775
Ход гидродомкратов мачты, мм	550
Габаритные размеры в транспортном положении, мм	6500 x 3250 x 3720
Масса установки (без заправки топливом 450 кг), кг	17250

Установка буровая самоходная гидрофицированная УБС-Г00 (ОАО "Геомаш") предназначена для шнекового бурения инженерно-геологических, сейсморазведочных и специальных технических скважин в

породах до VI (включительно) категорий по буримости, в условиях умеренного макроклиматического района при температуре окружающего воздуха от – 40° С до + 40° С.

Техническая характеристика буровой установки шнекового бурения УБС-Г00

Транспортная база	Гусеничный транспортер ГАЗ-34037
Привод	От вала коробки отбора мощности (КОМ) гусеничного транспортера ГАЗ-34037
Мощность, отбираемая от двигателя транспортера, кВт (л.с.)	20 (27,2)
Частота вращения приводного вала, $с^{-1}$ ($мин^{-1}$)	17,7 (1060)
Номинальная при 1800 $мин^{-1}$ двигателя	25,0 (1500)
Максимальная при 2530 $мин^{-1}$ двигателя	
Габаритные размеры установки в транспортном положении, мм:	
Длина	6040
Ширина	2580
Высота	2310
Мачта	Моноблочная
Вращатель	Подвижный, проходной с приводом от гидромотора
Наибольший момент силы на шпинделе вращателя, кН·м	2,3
Ход вращателя, мм	1900
Перемещение вращателя осуществляется	Цилиндром подачи, посредством цепного полиспаста
Скорость подачи вращателя, м/с:	
Вверх	0,1-0,3
Вниз	0,1-0,3
Частота вращения шпинделя (прямого-реверсивного), $с^{-1}$ ($мин^{-1}$)	0 – 2,0 (0-120)
Максимальное усилие подачи, кН (кг · с)	
Вверх	20 (2000)
Вниз	12 (1200)

6.9. Буровые установки комбинированного бурения

В данном разделе рассмотрены буровые установки комбинированного бурения, исключая те, которые также позволяют бурить скважины комбинированным способом, но классификационно были рассмотрены среди установок иных групп (например, буровые установки для бурения инженерно-геологических скважин).

Характерным отличием установок данной группы является то, что они позволяют бурить скважины несколькими (в зависимости от условий бурения и назначения скважин) способами.

Буровая самоходная установка "Разведчик" УБСР-25М предназначена для бурения скважин большого диаметра (взамен проходки шурфов) при разведке немерзлых, в том числе сильнообводненных, россыпных месторождений, в которых содержатся валуны и крупная галька, а также при разведке месторождений других полезных ископаемых, при инженерно-геологических изысканиях и для вскрытия неглубоко залегающих коренных месторождений. Установку можно успешно использовать в районах, характеризующихся залесенностью, заболоченностью и пересеченным рельефом.

На установке реализуются следующие способы бурения: комбинированный с "ходовой" колонной обсадных труб; медленно-вращательный ковшовым буром и ударно-захватным грейфером.

Техническая характеристика буровой установки "Разведчик" УБСР-25М

Номинальная глубина бурения, м	25
Диаметр скважины, мм	175
Масса, кг:	500
Грейфера	500
Долота с ударной штангой	
Тип лебедки	Планетарная
Грузоподъемная сила лебедки, кН	30
Скорость навивки каната на барабан, м/с	0,32-0,82
Диаметр каната, мм	135
Канатоемкость барабана с учетом оснастки ,м	45
Тип вращателя	Подвижный ротор
Диаметр проходного отверстия вращателя, мм	700
Частота вращения, $мин^{-1}$	5; 14; 22; 37
Частота обратного вращения, $мин^{-1}$	7,6
Тип механизма подачи	Гидравлический
Рабочее давление в гидросистеме, МПа	10
Ход механизма подачи, мм	3500
Усилие подачи, кН:	
Вверх	157
Вниз	57
Внутр. диаметр цилиндра механизма подачи, мм	100
Тип мачты	Сварная пространственная ферма из труб, укладывающаяся в транспортное положение
Высота мачты до оси кронблока, м	9
Способ подъема и опускания мачты	Гидравлический
База установки	Трактор ТТ-4
Привод рабочих механизмов	От двигателя трактора
Мощность двигателя, кВт	81
Давление на грунт, МПа	0,047
Габаритные размеры в трансп. положении, мм	9000 х 2370 х 3500
Масса установки, кг	12500
Разработчик	ЦНИГРИ, ТулНИГП

Основными механизмами установки УБСР-25М являются: коробка передач, конический редуктор, лебедка, угловой редуктор. вертикальный вал е губчатой муфтой, верхний редуктор, вертикальный трехгранный вал, ротор. Все механизмы, кроме коробки передач, установлены и закреплены на общей раме, которая, в свою очередь, закреплена на кронштейнах, приваренных к раме базового трелевочного трактора.

К раме установки шарнирно кренится мачта, которая при транспортировании укладывается гидродомкратами на переднюю стойку и крепится к ней откидными болтами. На мачте установлена укосина с роликом, которая перемешается специальным гидроцилиндром в горизонтальной плоскости, чем обеспечивается перемещение бурового инструмента к скважине или от скважины. На укосине расположена вилка для подвески грейфера при выгрузке породы. Вилкой управляют с помощью гидроцилиндра, установленного на укосине.

Ротор, закрепленный в двух каретках, перемещается вверх и вниз по направляющим, функцию которых выполняют гидроцилиндры, размещенные в ферме мачты. В роторе имеются три кулачка для передачи вращения и осевой нагрузки обсадным трубам. На роторе смонтированы две откидные площадки, перемещающиеся вместе с ним.

Кнопки и рычаги управления установкой размещены слева по ходу трактора, в непосредственной близости от ротора, что обеспечивает хороший обзор устья скважины.

Установке по требованию заказчика придается следующий буровой инструмент: ковшовый бур с упорами, ковшовый бур на штангах, одноканатный грейфер, долото с одним лезвием, штанги и специальные обсадные трубы.

Машина для бурения вертикальных и наклонных скважин МБН-1,7 предназначена для бурения вертикальных и наклонных скважин под устройства буровых свай или бурообсадочных столбов высокой несущей способности в любых грунтах, за исключением скальных, сезонно- и многолетнемерзлых грунтов, содержащих твердые включения размером более 200 мм.

Машина МБН-1,7 смонтирована па базе полноповоротного монтажного гусеничного крана Э-2508. Она состоит из следующих основных узлов: консоли с силовой передачей и ротором, направляющей рамы, трехсекционной телескопической буровой штанги со стабилизаторами, ковшового бура, гидро- и электрооборудования. Кроме того, в комплект машины дополнительно входят винтовой бур для скважин диаметром 1,7 м, одноканатный грейфер, расширитель, оборудование для подводного бетонирования, ударное долото, дополнительный ковшовый бур, обсадная труба для закрепления устья скважины. Грунт разрабатывается вращающимся ковшовым буром, днище которого состоит из двух режущих кромок с зубьями. При заполнении грунтом ковшовый бур извлекается на поверхность, кран поворачивается, днище бура откидывается и грунт высыпается.

Техиическая характеристика буровой машины МБН-1,7

Глубина скважин, м:	
вертикальных	39
наклонных	37,6
Диаметр скважины, м	1,7
Мощность, передаваемая ротором, кВт	75
Максимальный крутящий момент, кН-м	165
Основные размеры, м	13,16 x 4,255 x 24,8
Масса машины, т	103

Затем днище бура защелкивается, рабочий орган опускается в забой и процесс повторяется. С помощью машины МБН-1,7 можно опускать в пробуренную скважину металлическую оболочку и арматурный каркас. Машина разработана в Главмостострое.

Самоходная буровая установка ЛБУ-50 (ОАО "Геомаш") - с подвижным вращателем отличается повышенными значениями момента силы на шпинделе и грузоподъемности механизма подачи.

Установка монтируется на грузовых автомобилях отечественного производства ЗИЛ-131А, УРАЛ-4320, КамАЗ-43114. Привод всех агрегатов установки осуществляется от двигателя транспортной базы через коробку отбора мощности. Возможна установка дополнительной коробки отбора мощности для монтажа и подключения дополнительных вспомогательных агрегатов.

Буровая мачта установки служит одновременно направляющей рамой механизма подачи, по которой двумя гидроцилиндрами перемещается каретка подвижного вращателя. Нижняя часть мачты при переводе в рабочее положение находится на незначительном расстоянии от поверхности земли. При этом домкраты, расположенные симметрично оси мачты в ее нижней части, в выдвинутом положении обеспечивают повышенную устойчивость конструкции при бурении и спускоподъемных операциях. В рабочее и транспортное положения мачта переводится специальными гидроцилиндрами. В верхней части мачты смонтирован кронблок однострунной оснастки.

Подвижный вращатель представляет собой пятиступенчатый редуктор, приводимый от вертикального вала фигурного сечения. Благодаря шарнирному креплению на каретке, вращатель поворачивается в сторону от оси скважины при выполнении спускоподъемных операций, работ с

забивными снарядами и обсадными трубами. В транспортном положении вращатель также отводится в сторону.

Базовая модификация ЛБУ-50 предназначена для вращательного шнекового и ударно-забивного бурения гидрогеологических и технологических скважин в породах по IV категории. В комплект входят:

- мачта с кронблоком однострунной оснастки, механизмом и подвижным вращателем, патроном для соединения со шнековой колонной;
- буровая лебедка с возможностью свободного сброса каната;
- кривошипно-шатунный балансир.

Установка может комплектоваться буровым и породоразрушающим инструментом, в том числе шнековым буром для проходки шурфов, грузовой стрелой для посадки обсадных колец, ковшом для удаления разрушенной породы, другим вспомогательным инструментом.

При условии дополнительной комплектации насосным и компрессорным оборудованием, вспомогательными устройствами и соответствующими породоразрушающим и буровым инструментом область применения ЛБУ-50 может быть значительно расширена.

Установка позволяет выполнять следующие виды работ:

- вращательное шнековое и ударно-забивное бурение гидрогеологических и технических скважин в породах до IV категории по буримости;
- проходку шурфов в породах до IV категории по буримости вращательным способом (рейсами) с использованием шнекового бура;
- вращательное колонковое и бескерновое бурение геологоразведочных, гидро- и инженерно-геологических, технических скважин в породах до VII категории по буримости с использованием в качестве очистного агента воды и водных растворов;
- вращательное колонковое и бескерновое бурение скважин различного назначения с очисткой забоя потоком сжатого воздуха в породах до VII категории по буримости;
- ударно-вращательное колонковое и бескерновое бурение скважин различного назначения с применением гидроударных забойных машин в породах до VII (с прослоями VIII) категорий по буримости;
- ударно-вращательное колонковое и бескерновое бурение скважин различного назначения с применением пневмоударных забойных машин в породах до VII (с прослоями) категорий по буримости.

Для выполнения работ в темное время суток установка оборудована фарами, смонтированными на верхней траверсе мачты. Пульт управления установкой расположен слева по ходу транспортной базы. Для удобства управления и повышения безопасности оператора бурения его рабочее место оборудовано съемной откидной площадкой.

По желанию заказчика установка может дополнительно комплектоваться сварочным генератором АДС-500, ГД-4002 или ГД-4004 для вспомогательных работ, двумя дополнительными гидродомкратами, монтируемыми на раме, прицепом для инструмента. Установки могут оборудоваться двумя площадками для перевозки и складирования бурового инструмента и обсадных труб, имеющими грузоподъемность по 500 кг каждая.

Техническая характеристика буровой установки ЛБУ-50

Максимальный момент силы на шпинделе, кН·м	20
Частота вращения шпинделя, $мин^{-1}$	14-101
Максимальное усилие подачи, кН	40
Максимальное усилие обратного хода, кН	120
Длина хода подачи, мм	3250
Грузоподъемность лебедки на прямом канате, кН	32,5
Условная глубина бурения, м:	
ударно-забивными снарядами	25
шнеками	70
шнековым буром	16
вращательное с промывкой	200
вращательное с продувкой	100
ударно-вращательное с применением погружных гидроударных машин	200
ударно-вращательное с применением погружных пневмоударных машин	50
Диаметр бурения, мм:	
ударно-забивными снарядами	135
шнеками	500
шнековым буром	1050
вращательное с промывкой	250
вращательное с продувкой	132
ударно-вращательное с применением погружных гидроударных машин	132
ударно-вращательное с применением погружных пневмоударных машин	132
Ударный механизм:	кривошипно-шатунный
количество ударов в 1 мин.	48
масса снаряда, кг	400
величина хода, мм	1000

Буровая установка УМБ-20 предназначена для бурения гидрогеологических и инженерно-геологических скважин на глубину до 20 м. Она рассчитана на замену ручного бурения с обеспечением достаточной степени механизации основных и вспомогательных операций и транспортировки на месте работ, включая возможность самоперетаскивания и разборки по узлам.

Установка обеспечивает комбинацию колонкового, шнекового бурения и ударного со свободным сбросом снаряда, Станок имеет механизированную за счет лебедки и пружинного аккумулятора подачу с максимальным усилием до 800 даН при ходе 1200 мм и подвижный откидной вращатель.

Техническая характеристика буровой установки УМБ-20

Вращатель:	1,13 (68)
частота вращения, $с^{-1}$ ($мин^{-1}$)	2,06 (125)
максимальный крутящий момент силы, даН·м	80
Привод двух типов:	
первый	Электродвигатель 4кВт
второй	Двигатель внутреннего сгорания УД2СТ-М2 5,89 кВт
Лебедка:	
грузоподъемность, даН	600
скорость подъема инструмента на прямом канате, м/с	0,5
Габаритные размеры, мм	2060х955х4155
Масса установки, кг	520

АЗА-3М (ОАО "Геомаш") - самоходная специализированная буровая установка с подвижным вращателем применяется для механизации процесса установки анкеров при креплении растяжек нефтепромысловых вышек и мачт в грунтах до IV категории по буримости, а также для бурения шурфов под закладные якори и для бурения направляющих шурфов под винтовые анкеры в каменистых и мерзлых грунтах. Установка позволяет дополнительно реализовать вращательное и шнековое бурение технических скважин, сооружение шурфов шнековым буром рейсами в грунтах до IV категории по буримости.

АЗА-3М отличает повышенная мобильность, простота установки на точку. Уже через 10...15 минут после прихода на точку агрегат может начать бурение.

АЗА-3М монтируется на шасси ЗИЛ-131А высокой проходимости, Урал-4320, КамАЗ-43114. Привод станка осуществляется от двигателя транспортной базы через раздаточную коробку. АЗА-3М отличается повышенным значением момента силы на шпинделе, что достигается наличием дополнительного (верхнего) редуктора.

Подвижный вращатель приводится через вертикальный вал фигурного сечения.

Техническая характеристика буровой установки АЗА-3М

Максимальный момент силы на шпинделе, кН·м	20
Частота вращения шпинделя, $мин^{-1}$	14-100
Максимальное усилие подачи, даН	4000
Максимальное усилие обратного хода, даН	12000
Длина хода подачи, мм	3250
Максимальная глубина погружения анкера, м	4,5
Максимальная глубина бурения шурфов, м	4
Максимальный диаметр винтового анкера, мм	500
Максимальный диаметр бурения шурфов, мм	350

Мачта установки служит одновременно направляющей рамой механизма подачи, по которой двумя гидроцилиндрами перемещается каретка подвижного вращателя. Нижняя часть мачты при переводе в рабочее положение находится на незначительном расстоянии от поверхности земли. При этом домкраты, расположенные симметрично оси мачты в ее нижней части, в выдвинутом положении обеспечивают повышенную устойчивость конструкции при бурении. В рабочее и транспортное положение мачта переводится специальными гидродомкратами.

Вращатель шарнирно закреплен на каретке и отводится в сторону, такая возможность сохраняется и в транспортном положении. Для передачи крутящего момента от шпинделя к буровому инструменту служит патрон безопасный, комплект переходников под различные присоединительные размеры.

По желанию заказчика установка АЗА-3М может комплектоваться сварочным генератором.

Одновременно с установкой можно заказать буровой инструмент, в частности, набор анкеров необходимых типоразмеров и вспомогательный инструмент для работы с ними.

При соответствующей комплектации агрегат АЗА-3М обеспечивает сооружение всех видов свай, применяемых в строительстве.

Буровая установка УКБ-12/25 предназначена для бурения горных пород I-IX категорий по буримости шнековым и колонковым способами с использованием твердосплавных и алмазных коронок.

Установку можно транспортировать как вручную при полной разборке ее на узлы, так и на собственных колесах. Установку обслуживают два человека.

Буровая установка УКБ-12/25С смонтирована на базе автомобиля УАЗ-469Б, в кузове которого установлена металлическая платформа, на которой крепятся станок и насос. Автомобиль оснащен двумя винтовыми домкратами для создания жесткой опоры в процессе бурения.

Принципиальная конструктивная схема буровой установки ББУ-000 "Опенок" (ОАО "Геомаш", табл. 6.45) предопределена требованиями к ее

технологической универсальности, минимально возможной массе и разборности на транспортабельные блоки.

Основными рабочими органами установки являются подвижной вращатель с приводом от регулируемого гидродвигателя и механизм подачи, выполненный в виде гидроцилиидра с подвижной гильзой и цепного полиспаста, обеспечивающего удвоение хода и скорости подачи.

Техиические характеристики буровых устаиовок УКБ-12/25 и УКБ-12/25С

Глубина скважин, м:	
при бурении сплошным забоем шнеками диаметром, мм:	
140	5
105	10
70	15
при бурении колоиковым способом, диаметром, мм:	
76	12,5
46	25,0
Угол наклона скважин, градус	0-60
Мощность двигателя "Дружба", кВт	2,9
Вращатель:	
тип	Подвижный
частота вращения, мин$^{-1}$	
I диапазон	100; 270; 600
II диапазон	450; 600; 1200
длина хода, м	1200
Максимальное усилие подачи, кН:	
вверх	4
вниз	4
Промывочный насос:	
тип	НБ1-25/16
подача, л/мин	25
давление, МПа	1,6
Габаритные размеры, мм:	
установки УКБ-12/25	
длина	1320
ширина	1060
высота	2020
установки УКБ-I2/25С:	
длина	4000
ширина	1785
высота	2015
Масса установки, кг	
УКБ-12/25	137
УКБ-12/25С	1840
Разработчик - СКБ - "Геомаш"	
Изготовитель - ЗАО "Машиностроительный завод имени В.В. Воровского"	

Полиспаст обеспечивает перемещение каретки подвижного вращателя вдоль стойки, представляющей собой два алюминиевых швеллера, связанных поперечными элементами. Вращатель имеет полый шпиндель, позволяющий использовать 43-х мм бурильные трубы. Для передачи вращения инструменту на верхний конец шпинделя устанавливается съемный зажимной механический патрон. Вращение на трубы других диаметров и шнеки передается легкосменными переходниками, которые соединяются с нижним концом шпинделя. Сальник для подачи очистного агента устанавливается на верхнем конце бурильной трубы или верхнем конце шпинделя вместо патрона.

Техническая характеристика буровой установки ББУ-000 "Опенок"

Грузоподъемность, кН (кгс)	15(1500)
. Угол наклона скважин к вертикали, градус	0-45 и 90
Условная глубина бурения, м:	
шнеками диаметром 230 мм	8-10
шнеками диаметром 180 мм	10-15
шнеками диаметром 135 мм	15-20
шнеками диаметром 100 мм	20-25
алмазными и твердосплавными коронками на бурильных трубах диаметром 43 мм	40-50
забойными пневмоударниками диаметром 76093 мм на бурильных трубах диаметром 63,5 мм	25-30
Тип вращателя	подвижный с приводом от гидромотора
Частота вращения, мин$^{-1}$	0-700
Момент силы на шпинделе вращателя, максимальный (при 70 мин$^{-1}$)	I500(150)
Тнп механизма подачи	цепной с приводом от гидроцилиндра
Ход подачи, мм	1400
Усилие подачи вверх и вниз, максимальное, кН(кгс)	15(1500)
Скорость подачи при бурении и расхаживании с вращением, м/с	0,06-0,1
Скорость подачи и обратного хода без вращения, м/с	0,3-0,4
Тип приводного двигателя	бензиновый, электродвигатель
Мощность двигателя, кВт:	
бензинового	17,6
электрического	15
Габаритные размеры, мм:	
высота	2000
ширина	780
длина	1550-1600
Масса стенка, в сборе, кг:	
с ДВС	400
с ЭДВ	460
Масса узла (кроме электродвигателя), кг	не более 65 кг

Для защиты элементов вращателя при пневмоударном бурении под вращателем размещается съемный пружинный амортизатор ударных импульсов.

Стойка механизма подачи с вращателем шарнирно смонтирована на основании, изготовленном также из алюминиевого проката, и может быть установлена под углом от 0 до 45°, а также под углом 90° . к вертикали при бурении горизонтальных скважин.

Для повышения устойчивости стойки в наклонном положении и под действием осевой нагрузки и момента вращения она снабжена телескопическими подкосами, связывающими ее с рамой. Для более надежного крепления к грунту на боковых гранях стойки предусмотрены выдвижные забивные анкеры, которые, образуя единую систему со стойкой, вместе с размещенной на них подвижной гребенкой, обеспечивают устойчивость под действием момента вращения.

Установка выполнена по блочной схеме и включает стойку с механизмом подачи, кареткой и вращателем, основание, на котором в собственных каркасах размещаются съемные узлы: блок привода (бензо или электродвигатель с маслонасосами для питания гидромотора вращателя и гидроцилиндра механизма подачи), энергетический блок (аккумулятор и бензобак), маслобак и пульт управления с теплообменником. Узлы и блоки закрепляются на основании и могут быть сняты с него и размещены в удобном для обслуживания месте на расстоянии, определяемом длиной рукавов гидросистемы. Для простоты и удобства монтажа и демонтажа, крепление узлов и блоков к основанию, а также стыковка гидравлических рукавов осуществляются быстроразъемными соединениями.

Управление станком выполняется с пульта, который может быть размещен как непосредственно на станке, так и в стороне от него. Частота вращения регулируется непосредственно на гидромоторе вращателя.

Благодаря размеру по высоте, не превышающему 2 м, станок может размещаться в низких подвальных помещениях, в которых он раскрепляется посредством винтовых домкратов, расположенных на верхней траверсе стойки.

Для комплектации установки ББУ-000 ведется разработка новых шнековых пробоотборников, позволяющих осуществлять бурение скважин диаметром 185 мм с отбором проб. Предусмотрены два варианта пробоотборников - с разъемной кассетой (ПШ-185) и с внутренней не вращающейся трубой (ПШН-185), в которой также размещена разъемная кассетаю Наличие кассеты способствует сохранности проб и облегчает их извлечение из наружной колонковой или внутренней трубы. В первом случае производится обуривание пробы в относительно устойчивых породах. Во втором - возможно как обуривание пробы, так и ее образование

посредством вдавливания штампа, опережающего коронку, или отбора башмаком с клапаном проб наиболее неустойчивых пород, в том числе, текучей консистенции. Диаметр проб составляет соответственно 105 и 110 мм. Предусмотрена возможность замены рабочих элементов снарядов в полевых условиях.

Буровая установка УРБ-1В2 с подвижным вращателем предназначена для бурения взрывных скважин при сейсморазведке, а также картировочных скважин сплошным и кольцевым забоем с промывкой (в условиях бездорожья).

Установка смонтирована на гусеничном транспорте ГТ-СМ (ГАЗ-71). Промывка скважин осуществляется буровым насосом НБЗ-120/40^{0}С с приводом от двигателя УД25С.

Техническая характеристика установки

Глубина бурения, м:	
шнеками	30
колонковым способом с промывкой	100
Номинальный диаметр бурения, мм:	
шнеками	146
колонковым способом	132
Диаметр бурильных труб, мм	50
Длина свечи, м:	
при колонковом бурении	3,0
при бурении шнеками	1,5
Подача и подъем инструмента:	Гидравлическая
усилие подъема, кН(тс), не менее	50(5,0)
скорость подъема, м/с	0-26
длина хода инструмента, м	1,75
скорость подачи, м/с	0-0,2
Вращатель:	
тип	Подвижный
момент силы (крутящий момент), Н·м(кгс·м)	3000(300); 1430(143); 785(78,5); 460(46)
частота вращения бурового снаряда, $с^{-1}$ ($мин^{-1}$)	0,83(48); 1,77(101); 3,20(184); 5,44(344-400)
Лебедка:	
скорость подъема, м/с	0,72
нагрузка на крюке, кН(тс)	10(1,0)
привод	Гидравлический
Мачта:	
высота, м	6,55
грузоподъемность, кН(тс)	65(6,5)
Транспортная база	Гусеничный транспортер ГТ-СМ(ГАЗ-71)
Буровой насос	НБЗ-120/40С
Масса установки (с транспортером и насосом), кг	5708

Изготовитель - ЗАО "Машиностроительный завод имени В.В. Воровского"

Буровая установка УРБ-2НТ предназначена для бурения вертикальных и наклонных геофизических, структурно-поисковых, картировочных и разведочных скважин.

Установка монтируется на шасси транспорта ТТ-4М или ТТ-4 и приводится в действие от его двигателя.

Техническая характеристика буровой установки УРБ-2НТ

Глубина бурения геофизических скважин ,м	
с промывкой	100
с продувкой	50
шнеками	30
Глубина бурения разведочных скважин, м:	
твердосплавными коронками	150
алмазными коронками	200
Начальный диаметр бурения, мм	152
Конечный диаметр бурения геофизических скважин, мм:	
с промывкой	118
шнеками	135
Конечный диаметр бурения разведочных скважин, мм	
при твердосплавном бурении	76
при алмазном бурении	59
Наибольший крутящий момент, Н·м	2000
Частота вращения бурового снаряда, мин$^{-1}$	132; 237; 442; 800
Скорость подъема бурового снаряда, м/с	0-1,2
Ход подачи, мм	5200
Угол наклона скважины к горизонту, град.	60-90
Объемная подача бурового насоса, м^3/час	0-8,5
Наибольшее давление на выходе насоса, МПа	63
Масса установки, кг	16000

Изготовитель - ЗАО "Машиностроительный завод имени В.В. Воровского"

Установка разведочного бурения УРБ-2Д3. Предназначена для бурения вращательным способом с прямой промывкой и продувкой, вращательным способом с обратной продувкой эрлифтом, ударно-вращательным способом погружным пневмоударником и шнеками скважин различного назначения, в том числе водозаборных. Перемещающийся по мачте вращатель с гидравлическим приводом совместно со специальным элеватором используется для свинчивания и развинчивания бурильных труб и выполнения спускоподъемных операций. Спускоподъемные операции и подача бурового инструмента на забой скважины производятся при помощи гидроцилиндра подачи, что обеспечивает оптимальное давление на забой, в том числе и при бурении пневмоударниками, и позволяет вести высокоэффективное бурение по породам любой крепости. Управление установкой гидрофицировано и осуществляется с пульта управления.

Обслуживают установку два человека.

Установка монтируется на шасси ЗИЛ-131 (может комплектоваться прицепом ГКБ-817) или Урал-4320.

Буровой комплекс включает в себя буровую установку УРБ-2Д3, полный набор основного и вспомогательного инструмента.

Техническая характеристика буровой установки УРБ-2Д3

Глубина бурения, м	150
Начальный диаметр бурения, мм	450
Конечный диаметр бурения с промывкой, мм:	
в твердых породах	190
в мягких породах	294
Наибольший крутящий момент, Нм	4000
Частота вращения бурового снаряда, мин$^{-1}$	33-184
Грузоподъемность, кН	63
Компрессор для бурения эрлифтом ПК-1,7А	
Подача, м^3/мин	1,75
Давление, МПа	0,7
Компрессор для бурения с продувкой ПВ-10 или ПР-10	

Изготовитель - ЗАО "Машиностроительный завод имени В.В. Воровского"

Буровая разведочная установка УРБ-4Т предназначена для бурения геофизических и структурных скважин.

Техническая характеристика буровой установки УРБ-4Т

Условная глубина, м:	
геофизических скважин с промывкой	100
геофизических скважин с продувкой	50
шнеками	30
структурных скважин	300
Вращатель:	Подвижной
частота вращения снаряда, с$^{-1}$(мин$^{-1}$)	0,4(24); 0,6(36); 0,8(48); 2,33(140); 3,75(225); 5,42(325)
ход, мм	5200
наибольший момент силы, н·м(кгс·м)	1980(198)
Механизм для спуска, подъема и подачи инструмента:	
усилие вверх, кН(кгс)	46(4600)
усилие вниз, кН(кгс)	31(3100)
скорость подъема бурового снаряда, м/с	до 1,2
скорость спуска и подачи, м/с	до 1,1
Габаритные размеры в рабочем положении, мм, не менее:	
длина	6910
ширина	2600
высота	8325
Масса установки, кг	17200
Разработчие – Минхиммаш	

Установка разведочного бурения УРБ-2А2 предназначена для бурения геофизических и структурно-поисковых скважин на нефть и газ, разведки месторождений твердых полезных ископаемых, строительных материалов и подземных вод, инженерно-геологических изысканий, бурения водозаборных и взрывных скважин. Бурение производится вращательным способом с промывкой или продувкой скважины или шнеками. Установка монтируется на шасси ЗИЛ-131 или Урал-4320 и приводится в действие от двигателя автомобиля.

Техническая характеристика буровой установки УРБ-2А2

Глубина бурения, м:	
структурно-поисковых скважин с промывкой	300
геофизических скважин	
с промывкой	100
с продувкой	30
шнеками	30
Начальный диаметр бурения с промывкой, мм	190
Конечный диаметр бурения с промывкой, мм:	
структурно-поисковых скважин	93
геофизических скважин	118
Диаметр бурения с продувкой, мм	118
Диаметр бурения шнеками, мм	135
Частота вращения бурового снаряда, $с^{-1}$	2,2; 3,55; 5,12
Грузоподъемность на элеваторе, кН	51
Наибольший крутящий момент, Нм	2010
Ход вращателя, мм	5200
Скорость подъема бурового снаряда, м/с	0-1,25
Габаритные размеры в транспортном положении, мм	7850x2500x3300 (8080x2500x3500)*
Габаритные размеры в рабочем положении, мм	7850x2500x8200 (8080x2500x8380)*
Масса установки, кг	не более 10100 (13800)*
Буровой насос НБ-50, кг	1
Наибольшая объемная подача бурового насоса ($м^3$/с)	0,011
Наибольшее давление на выходе из бурового насоса, МПа	6,3
Компрессор К-5А, шт.	1
Производительность компрессора, $м^3$/мин	5
Наибольшее избыточное давление на выходе компрессора, МПа	0,8
Разработчик - Гипронефтемаш, Новогорловский машиностроительный завод	
Изготовитель - ЗАО "Машиностроительный завод имени В.В. Воровского"	

* *Характеристики для установки на шасси Урал-4320.*

Перемещающийся по мачте вращатель с гидроприводом используется при бурении, наращивании бурового инструмента без отрыва от забоя и выполняет совместно с гидроподъемником работу по спуску (подъему)

инструмента и его подачу при бурении. Вращатель перемещается по мачте при помощи гидроцилиндра и талевой системы.

Управление установкой гидрофицированно и сконцентрировано на пульте бурильщика. На пульте находятся контрольные приборы и регуляторы усиления на забой, скорости подачи и подъема, а также частоты вращения шпинделя вращателя.

В стандартную комплектацию установки УРБ-2А2 входят насос НБ-50, компрессор К-5А и прицеп ГКБ-817 (прицеп только для установки на шасси ЗИЛ-131).

В качестве транспортной базы может быть использован гусеничный транспортер МТ-ЛБУ.

Установка разведочного бурения УПБ-2А2Д предназначена для бурения геофизических и структурно-поисковых скважин на нефть и газ, разведки месторождений твердых полезных ископаемых, строительных материалов и подземных вод, инженерно-геологических изысканий, а также бурения водозаборных и взрывных скважин.

Техническая характернстика буровой установки УРБ-2А2Д

Глубина бурения, м	
структурно-поисковых скважин с промывкой	350
геофизических скважин	
с промывкой	100
с продувкой	50
шнеками	30
Начальный диаметр бурения с промывкой, мм	190
Конечный диаметр бурения с промывкой, мм	
структурно-поисковых скважин	93
геофизических скважин	118
Диаметр бурения с продувкой, мм	118
Диаметр бурения шнеками, мм	150
Грузоподъемность на элеваторе, кН	50
Частота вращения бурового снаряда, $с^{-1}$	0,45; 0,7; 1,0; 2,42; 3,75; 5,42
Наибольший крутящий момент, Нм	2000
Ход вращателя, мм	5150
Скорость подъема бурового снаряда, м/с	0-1,25
Габаритные размеры в транспортном положении, мм	8700x2500x3680
Габаритные размеры в рабочем положении, мм	8500x2500x8400
Масса установки, кг	не более 15 205
Буровой насос НБ-50, шт	1
Наибольшая объемная подача бурового насоса, $м^3$/с	0,011
Наибольшее давление на выходе из бурового насоса, МПа	6,3
Компрессор К-5А, шт	2
Производительность компрессора, $м^3$/мин	5
Наибольшее избыточное давление на выходе компрессора, МПа	0,8
Изготовитель - ЗАО "Машиностроительный завод имени В.В. Воровского"	

Бурение производится вращательным способом с промывкой или продувкой скважин или шнеками.

Установка смонтирована на шасси автомобиля повышенной проходимости КАМАЗ-4314 и приводится в действие от его двигателя.

Наличие двух компрессоров и бурового насоса обеспечивают высокую производительность при бурении с продувкой и возможность быстрого перехода на бурение с промывкой.

Перемещающийся по мачте вращатель с гидравлическим приводом обеспечивает быстрое свинчивание и развинчивание бурильных труб, благодаря чему отпадает необходимость в применении специальных механизмов.

Гидравлический механизм спуска-подъема и подачи инструмента обеспечивает оптимальное усилие подачи, в том числе и при бурении пневмоударниками, и позволяет вести высокоэффективное бурение по породам любой категории крепости.

Управление установкой сконцентрировано на пульте бурильщика. Обслуживают установку два человека.

Буровая установка УБР-12 предназначена для бурения гидрогеологических, геологических и сейсмических скважин шнеками до глубины 50 м, долотами и коронками с прямой промывкой до 200 м, геологических шурфов шнеком до 20 м, водопоглощающих скважин с обратной промывкой до 100 м и ударно-канатным способом до 100 м.

Техническая характеристика буровой установки УБР-12

Вращатель:	
тип	Подвижной
ход вращателя, мм	7000
частота вращения, $мин^{-1}$	от 15 до 268
крутящий момент силы, даН·м	15000
максимальное усилие механизма подачи, кН	
вверх	120
вниз	36,5
Лебедка:	
тип	Фрикционная со свободным сбросом снаряда
грузоподъемность, кН	25
канатоемкость, м	200-300
Ударный механизм:	
тип	Кривошипно-шатунный со свободным сбросом снаряда
масса снаряда, кг	500
Промывочные насосы, тип	НБ-50(один или два)
Мачта высотой, мм	9000
Разработчик и Изготовитель - ОАО "Геомаш"	

Диаметры бурения: гидрогеологических, геологических, сейсмических скважин - 205 мм; геологических и сейсмических скважин с прямой промывкой - 152-93 мм; геологических шурфов - 1000 мм; ударно-канатным способом - 300 мм.

Технические характеристики буровых установок комбинированного бурения УРБ-15, БУУ-2 и АВБ-ТМ приведены в табл. 6.21.

Таблица 6.21

Технические характеристики самоходных установок для бурения скважин комбинированными способами УРБ-15, УБР-2М, БУУ-2, АВБ-ТМ

Основные показатели	УБР-15	БУУ-2	АВБ-ТМ
Глубина бурения, м	15	50	100
Диаметр скважины, мм:			
начальный	650	219	190
конечный	180	168	140
Диаметр бурильных труб, мм	73; 89; 1141	-	50; 60,3; 73
Способы бурения	Вращательный, ударно-канатный	Вращательный, ударно-канатный	Вращательный
Транспортная база	Урал 4320	Трактор ДТ-75	Т-100 или Т-130
Основной рабочий орган	Вращатель, ударное устройство	Ротор, ударное устройство	Ротор
Частота ударов бурового снаряда в 1 мин	45	41 и 62	-
Высота подъема снаряда, мм	1000	500; 700; 1000	-
Масса ударного снаряда, кг	500	1000	-
Грузоподъемность лебедки, даН	15000	4150	1250
Высота мачты до оси кронблока, м	11,0	12,0	9,42
Частота вращения ротора (вращателя), $мин^{-1}$	-	91; 157	52; 108; 198; 334
Диаметр проходного отверстия ротора (вращателя), мм	100	116	76
Ход вращателя (длина хода подачи), мм	3500	1000	-
Максимальное усилне механизма подачи, даН:			
вверх	1500	-	-
вниз	2500	-	-
Длина свечи, м	6,0	-	-
Привод установки	От автомобиля	Дизель Д-65ЛС	От трактора
Мощность двигателя, кВт	130	44	80 или 110

Буровая установка УБР-30ВУ предназначена для бурения скважин глубиной до 30 м и диаметром 168 мм на россыпных месторождениях золота при использовании комбинации вращательного и ударного способов.

Установка представляет собой моноблочную конструкцию, предназначенную для монтажа в передвижном буровом здании. Она оснащена гидромеханическим патроном, имеет гидравлическую подачу для бурения ходовой колонной обсадных труб. Привод ее осуществляется от палубного дизеля.

Технологическая схема бурения на установке УБР-30ВУ основана на вращении и задавливании обсадных труб с опережением забоя на интервал опробования с последующим извлечением пробы из трубы с помощью желонки или забивного стакана. Для разбивки валунов используется долото.

Техническая характеристика установки УБР-30ВУ

Глубина бурения, м:	
диаметром 219 мм	20
диаметром 168 мм	30
Ротор:	
частота вращения, $с^{-1}(мин^{-1})$	0,255(15)
	0,36(22)
	0,36(22) – реверс
диаметр проходного отверстия, мм	253
максимальный крутящий момент, даН·м	1100
Подача:	
ход, мм	
усилие, даН:	400
вниз	5500
вверх	15000
скорость подачи, м/с:	
вниз	0-0,14
вверх	0-0,05
Грузоподъемность лебедки, даН	2800
Ударный механизм:	
масса снаряда, кг	до 500
частота ударов, $мин^{-1}$	48
высота подъема снаряда, мм	600
Масса, кг	4000
Мощность двигателя, кВт	Дизель, 17,6
Габаритные размеры в рабочем положении, мм	3220x1390x8270
Разработчик – СКБ «Геотехника»	

Буровая установка УБР-50ВУ предназначена для бурения скважин диаметром 168 и 219 мм на глубину до 50 м вращательным и ударно-канатным способом с возможностью одновременного крепления скважин ходовой колонной бурильных труб.

Установка состоит из ударного механизма, ротора, барабана инструментального и барабана желоночного, мачты, смонтированных на тракторной гусеничной базе.

Техническая характеристика буровой устаиовки УБР-50ВУ

Глубина бурения, м	50
Днаметр бурения, мм	219; 168
Мощность приводного двигателя, кВт	58,8
Грузоподъемность, кН;	
на инструментальном барабане	
на первой скорости	52
на второй скорости	34
на желоночном барабане	
на первой скорости	40,3
на второй скорости	27,0
мачты	82,0
Высота мачты (до оси верхнего блока), мм	12000
Ротор (под ведущую квадратную штангу 65х65 мм):	
диаметр прнходного отверстия, мм	116
частота вращения, $мин^{-1}$	93; 140
Ход подачи, мм	1000
Усилие подачи, кН,	
вниз	68,0
вверх	114,0
Габаритные размеры:	
в рабочем положении	6900x2930x12370
в транспортном положенни	850x2930x3650
Удельное давление на грунт, МПа	0,03
Масса (без бурового инструмента), кг	13700
Разработчик – СКБ «Геотехника»	

Буровая установка УШ-1Т предназначена для бурения скважин для нужд сейсморазведки и структурно-картировочных работ шнековым и вращательным способами с промывкой и продувкой.

Установка УШ-1Т выполнена по смешанной конструктивной схеме, имеющей гидравлический привод спуско-подъема подвижного вращателя и механический привод вращения инструмента. Механизмы буровой установки рассчитаны на использование полной мощности приводного двигателя трелевочного трактора. Совместное использование подвижного вращателя и сальника-элеватора позволяет бурить без отрыва инструмента от забоя, механизирует и облегчает свинчивание и развинчивание инструмента.

Буровая установка УШ-2Т предназначена для бурения сейсмических скважин в породах до IY категории по буримости шнековым способом в отдаленных и труднодоступных районах, а также может быть использована при инженерно-геологических изысканиях.

Техническая характеристика буровой установки УШ-1Т

Номинальная глубина, м при буренни способом:	
шнековым	30
вращательным с промывкой	100
вращательным с продувкой	125
Начальныцй диаметр скважины, мм, пари бурении способом:	
шнековым	145
вращательным с промывкой	190
вращательным с продувкой	116
Транспортная база	Трелевочный трактор ТТ-4
Мощность двигателя, кВт	81
Частота вращения коленчатого вала, мин$^{-1}$	1600
Тип вращателя	Подвижный со сменными шестернями с реверсивным приводом от трехгранной штанги
Частота вращения инструмента, мин$^{-1}$	
с основной передачей	94; 159; 250; 121 (обратное вращение)
с ускоряющей передачей	143; 243; 382; 185 (обратное вращенне)
Максимальный вращающий момент на шпинделе вращателя, кН·м	4
Тип мачты	Сварная объемная металлоконструкция с открытой передней гранью
Высота мачты, мм	6,63
Максимальная грузоподъемная сила мачты, кН	55
Способ подъема и опускания мачты	Гидроцилиндром
Тнп механизма для спуска-подъема и принудительной подачи инструмента	Гидроцилиндр с удвоением хода обратным полиспастом
Скорость движения инструмента, м/с	
при подъеме	0 49
при спуске	0 0,87
Скорость принудительной подачи инструмента, м/с	0 0,08
Грузоподъемная сила механизма подъема инструмента, кН	55
Принудитслыая сила давления на забой, кН	30
Допустимая масса буксируемого прицепа, кг	7000
Габаритные размеры в транспортном положении	7370x2500x3570
Транспортная масса установка в комплектации, кг, для бурения:	
шнекового	14300
с промывкой	15350
с продувкой	15370

Техническая характеристика буровой устаиовки УШ-2Т

Номсинальная глубина бурения, м	60
Диаметр скважины, мм	175

Длина шнеков, м	2,5
Максимально возможная длина колонны при извлечении, м	6
Транспортная база	Болотный трактор Т-100 МЗБ
Мощность, отбираемая от двигателя трактора, кВт	73,5
Тип вращателя	Подвижный, откидывающийся
Частота правого и левого вращения, мин$^{-1}$	76; 153; 196
Ход вращателя, мм	3250
Подача вращателя	Гидроцилиндром
Тип гидравлических шестеренных насосов	НШ-10 (один)
	НШ-46 (два)
Максимальное рабочее давление в гидросистеме, МПа	10
Максиальное усилне подачи, кН:	
вниз	56,5
вверх	120
Скорость перемещения вращателя, м/с:	
вверх	0-0,18
вниз	0-0,45
Грузоподъемная сила на канате, кН	25
Скорость подъема и опускания инструмента на канате, м/с:	
вверх	0-0,36
вниз	0-0,9
Тип мачты	Телескопическая, сварная с гидравлическим подъемом и опусканием и автоматическими гидродомкратами
Высота мачты, мм:	
максимальная	9025
минимальная	5775
Ход гидродомкратов мачты, мм	550
Габаритные размеры в транспортном положенин, мм	6500x3250x3720
Масса установки (без заправки топливом 450 кг), кг	17250

Буровая установка УШ-2Т4 (ОАО "Геомаш") используется для бурения скважин в труднодоступных районах Севера и заболоченной местности.

Буровая установка УШ-2Т4 предназначена для бурения скважин различного назначения диаметром до 165 мм. Установка может комплектоваться вращателем с большим "вылетом". В такой комплектации она обеспечивает бурение скважин диаметром до 650 мм.

Механический привод подвижного вращателя (посредством вертикального вала) дает возможность совместить стабильно высокие значения крутящего момента с возможностью создания стабильно высоких осевых нагрузок на породоразрушающий инструмент уже на первых метрах бу-

рения. Таким образом, установка обладает преимуществами как роторных, так и шпиндельных буровых станков.

Установка не комплектуется лебедкой, однако для выполнения вспомогательных операций при перемещении грузов до 2500 кг на подвижных корпусах гидроцилиндров подачи крепится верхняя траверса, образующая вместе с роликами и канатом полиспастную систему.

Конструкция вращателя установки обеспечивает возможность его отвода в сторону от оси скважины, для выполнения спуска и подъема бурильных труб.

Органы управления установкой монтируются у основания мачты на левом, по ходу трактора, борту. Для удобства управления и повышения безопасности работы установка комплектуется съемной площадкой оператора бурения.

Установка монтируется на отечественных тракторах Т-170 и их аналогах. Привод установки осуществляется от двигателя транспортной базы. Применение транспортной базы Т-170 позволяет использовать установку для работы на неустойчивых грунтах, в условиях глубокого снега и песчаных пустынь.

Техническая характеристика буровой установки УШ-2Т4

Мощность привода, кВт	95
Момент силы на шпинделе, даН·м	750
Частота вращения шпинделя, мин$^{-1}$	40; 87; 114; 175; 240
Максимальное усилие подачи, даН	5650
Максимальное усилие обратного хоа, даН	12000
Габаритные размеры в транспортном положении, мм	5890x3200x3820
Условная глубина бурения, м:	
шнеками	60
вращательное с промывкой	200
вращательное с продувкой	100
ДБиаметр бурения (стандартный вращатель), мм	165
Диаметр бурения (вращатель с увеличенным вылетом), мм	650
Длина рабочей трубы, м	3,0
Длинаа «свечи» при СПО, м	6,0
Мачта:	
конструкция	Телескопическая
высота, мм	9570
Масса установки, кг	3227(2482)

Установка позволяет выполнять следующие виды работ:

- бурение поисково-оценочных, инженерно-геологических, сейсморазведочных и технических скважин шнеками в породах до IV (включительно) категории по буримости;

- вращательное колонковое бурение с затиркой керна всухую в породах до IV категории по буримости;

- вращательное колонковое и бескерновое бурение с очисткой забоя водой, водными растворами или потоком сжатого воздуха в породах до VIII категории по буримости;

- ударно-вращательное колонковое и бескерновое бурение с использованием погружных гидро- и пневмоударных машин в породах до VIII категории по буримости.

Для бурения в устойчивых породах используются установки УШ-2Т4, а в неустойчивых - установки УШ-2Т4П с компрессором и комплектом полых шнеков. Для бурения шурфов диаметром 650 мм шнековым способом выпускается буровая установка УШ-2Т4М.

Технические характеристики установок приведены в табл. 6.22.

Таблица 6.22

Технические характеристики буровых установок УШ-2Т4П и УШ-2Т4М

Параметры	Типы установок	
	УШ-2ТТ4П	УШ-2Т4М
Глубина бурения шнеками, диаметром, мм:		
165	60	
135; 150 до 600		60
Глубина бурения шурфов диаметром 600 мм	-	15
Мачта:		
конструкция	Сварная	Трубная
высота	9570	
Наибольший крутящий момент, даН·м	750	750
Потребляемая мощность, квТ	95	95
Компрессор	2ВУ 0,25-0,6/16-УХЛ	По требованию заказчика
Частота вращения снаряда, об/мин	40; 87; 114; 175; 240	
Масса установки, кг	3227(2482)	

Установки гидрогеологического бурения УГБ-50М и УГБ-1ВС предназначены для бурения гидрогеологических и инженерно-геологических скважин, а также для бурения шурфов (глубиной до 12 м и диаметром в 50 мм) шнековым, медленно-вращательным, ударно-канатным и колонковым (с промывкой и всухую) способами. Установка УГБ-1ВС разработана СКБ ПО "Геомаш" для замены установки УГБ-50М.

Установка УГБ-1ВС комплектуется прицепом, буровым инструментом, индивидуальным комплектом запасных частей и принадлежностей.

На базе установки УГБ-1ВС Щигровское производственное объединение "Геомаш" разработало ряд модификаций: буровая установка УГБ-1ВС-ГТ-Т имеет транспортную базу - тягач-транспортер ГТ-Т; установка УГБ-1В-С смонтирована на санном основании с транспортным тягачом Т-130МБ; установка УГБ-1ВС-3 - на базе автомобиля ЗИЛ-131 (табл.

6.23); установка УГБ-1ВСТ - на трелевочном тракторе ТТ-4 (табл. 6.23), установка УГБ-1ВС-У - на шасси автомобиля "Урал 4320".

Техиическая характеристика буровой установки УГБ-50М

Номинальная глубина бурения, м:	
шнековым способом	50
колонковым способом	100
Начальный диаметр скважины, мм:	
шнековым способом	198
колонковым способом	198
Конечный диаметр скважины, мм:	
шнековым способом	151
колонковым способом	92
Тип привода установки	Двигатель Д65ЛС
Номинальная частота вращения вала двигателя, мин$^{-1}$	1600
Тип коробки перемены передач	Трехскоростная шестеренная с реверсом
Частота вращения вала привода промывочного насоса, об/мин	326; 558; 923
Максимальный крутящий момент вращателя, Н·м	2500
Частота вращения инструмента, мин$^{-1}$	70; 125; 200
Ход вращателя, мм	1500
Тип подачи	Гидравлическая
Тип привода гидросистемы	Шестеренный насос НШ-32
Максимальное рабочее давление в гидросистеме, МПа	8
Тип гидрораспределителя	Р75-В2
Тип ударного механизма	Кривошипно-шатунный
Ход ударного снаряда, мм	650
Тип лебедки	Планетарная
Грузоподъемная сила лебедки, кН	26
Канатоемкость барабана, м	60
Средняя скорость навивки каната на барабан, м/с	0,64; 1,24; 1,98
Диаметр каната, мм	15
Тип мачты	Трубчатая, сварная, складная
Высота до оси кронблока, м	8
Оснастка	Двух- и трехструнная
Тип механизма подъема и опускания мачты	Гидравлический
Максимальная грузоподъемная сила мачты при трехструнной оснастке, кН	73
Габаритные размеры, мм:	8000x2250x3500
буровой установки в транспортном положении	5750x2320x26650
прицепа	
Масса, кг:	
буровой установки	6235
прицепа	1800
инструмента	1980
Максимальная транспортная скорость, км/ч	50

Техническая характеристика буровой установки УГБ-1ВС

Номинальная глубина,м, при бурении способом:	
шнековым (диаметр 135 мм)	50
шнековым (диаметр 180 мм)	25
медленновращательным шурфы)	12
колонковым («всухую», диаметр 151 мм)	50
стаканами (диаметр забивного стакана 127 мм)	25
медленновращательным (шурфы диаметром 650 мм)	12
Начальный днаметр скважины, мм, при бурении способом:	
шнековым	150-198
медленновращательным (шурфы)	650
колонковым («всухую»)	151
Грузоподъемная сила шпинделя вращателя, кН	78,4
Максимальный крутящий момент вращателя, Н·м	50
Частота вращения инструмента, мин$^{-1}$	40; 80; 140; 200
Скорость перемещения вращателя, м/с:	
вверх	0-0,4
вниз	0-0,9
Тип мачты	Пространственная телескопическая сварная ферма из труб
Способ подъема и опускания мачты	С помощью гидроцилиндров
Тип лебедки	Фрикционная
Максимальная грузоподъемная сила лебедки на прямом канате, кН	25,5
Скорость навивкн каната на барабан, м/с	0,55-1,1
Тип привода станка	Дизель Д65Н
Максимальная частота вращения двигателя, мин$^{-1}$	1750
Транспортная база установкн	Автомобиль ГАЗ-66-02
Тип прицепа	2ПН2 (модель 710-В)
Масса, кг:	
буровой установки	6120
прицепа с инструментом	2000
Максимальная транспортная скорость, км/ч:	
по дорогам с твердым покрытием	50
по грунтовым дорогам и бездорожью	25
Габаритные размеры, мм:	
буровой установки в транспортном положении	9050x2380x2750
прнцепа	5750x2320x2715

Передвижные буровые установки ПБУ-2 и ПБУ-3 предназначены для бурения инженерно-геологических, разведочных, сейсморазведочных, гидрогеологических, технических скважин глубиной: коронками и долотами диаметром 132 мм на бурильных трубах диаметром 50 мм с прямой промывкой - до 100 м; шнеками диаметром 135 и 180 мм до 50 м, диаметром 230 мм - до 25 м; ударно-канатным способом - до 50 м.

Таблица 6.23

Технические характеристики буровых установок УГБ-1ВС, УГБ-1ВС-3 или УГБ-1ВСТ

Параметры	УГБ-1ВС	УГБ-1ВС-ЗИЛ	УГБ-1ВВСТ
Высота до оси блока, мм:			
максимальная	8650	8880	8950
минимальная	5400	5630	5750
Грузоподъемность на крюке, максимальная (с талевой оснасткой 1х2 при мииимальной высоте мачты), кН	52	52	-
Приводной двигатель:			
тип	Дизель Д65Н	Дизель Д65Н	Димзель трактора ТТ-4
мощность, кВт	44	44	81
Освещение	Электрическое от генератора дизеля		
Напряжение, В	12	12	12
Транспортная база установки	Шасси автомобиля ГАЗ-66	Шасси автомобиля ЗИЛ-131	Шасси трактора ТТ-4
Размеры устаиовки, мм:			
в транспортном положении:			
с прицепом	9050х2380х2750	12750х249х2980	-
без прицепа	-	-	7900х2500х3000
в рабочем положении без прицепа:			
длина	6320	7875	7050
ширина	2380	2450	2500
высота	5400,8650	5750, 9000	5750, 9000
Размеры прицепа, мм:			
длина	3700	6020	-
ширина	2100	2490	-
высота	1870	2800	-
Масса установки без транспортной базы, кг	2760	2760	2760
Масса бурового станка с полной нагрузкой, снаряжением, заправкой, водителем и рабочим, кг	6045	8900	15100

Конструкция установки позволяет смонтировать их на шасси ЗИЛ-131 (основная поставка), УРЛ-4320, КамаЗ-4310, ГАЗ-66 трактора, или санном основании. Основной способ бурения - вращательный колонковым способом коронками диаметром 132 мм до 100 м, шнеками диаметром 135 и 180 мм до 60 м, шнеками 230 мм до 70 м.

В зависимости от конструктивного исполнения установки могут: при наличии лебедки бурить с использованием забивного стакана диаметром 135 мм, ударным долотом желонкой, выполнять крепление скважин обсадными трубами. Наличие компрессора позволяет при сооружении сейсмических скважин досыпать заряд в скважину воздухом. Установка может также использоваться для сооружения и ремонта скважин на воду глубиной до 100 м.

Технические характеристики установок приведены в табл. 6.24.

ПБУ-2 преемник буровых установок УГБ-50 и УГБ-1ВС, долгие годы выпускавшихся Щигровским заводом ПО "Геомаш".

Преимуществом моделей данной серии является их привод от автономного палубного двигателя, что обеспечивает возможность их монтажа на транспортных базах, на которых невозможен отбор мощности. Применение палубного силового агрегата, кроме того, позволяет снизить амортизацию двигателя транспортного средства и существенно уменьшить расход топлива. Подвижный вращатель с механическим приводом, в сочетании с мощным гидравлическим механизмом подачи, позволяет создавать значительную осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент с первых метров скважины, что обеспечивает сочетание преимущества вращателей роторного и шпиндельного типов.

Техиическая характеристика буровой устаиовки ПБУ-2

Мощность привода, кВт	44
Максимальный момент силы на шпинделе, даН·и	500
Частота вращения шпинделя мин$^{-1}$:	
для трехскоростной коробки передач	28...204
для четырехскоростной коробки передач	28...325
Максимальное усилие подачи, даН	3000
Максимальное усилие обратного хода, даН	10000
Длина хода подачи (в зависимости от конструктивного исполнения), мм	2200/3400
Грузоподъемность лебедки на прямом канате, даН	2600
Условная глубина бурения, м:	
ударно-забивными снарядами	25
шнеками	50
шнековым буром	16
вращательное с промывкой	500
вращательное с продувкой	100
ударно-вращательное с применением поггружных гидроударных машин	500
ударно-вращательное с применением погружных пневмоударных машин	50
Диаметр бурения, мм:	
ударно-забивными снарядамн	135
шиеками	250
шнековым буром	850
вращательное с промывкой	250
вращательное с продувкой	132
ударно-вращательное с прим. погружных гидроударных машин	132
ударно-вращательное с прим. погружных пневмоударных машин	132

Таблица 6.24

Технические характеристики буровых устаиовок ПБУ-2 и ПБУ-3

Параметры	ПБУ-2	ПБУ-3
Привод буровой установки – двигатель Д65 мощностью, кВт	44	44
Наибольший момент силы на шпинделе вращателя, даН·м	500	600
Частолта вращения шпинделя, мин$^{-1}$	28-500	28-500
Ход подачи вращателя, мм	2200; 3400	3400
Максимальное усиление на каретке ПБУ-2 (вверх и вниз), кН	100	100
Грузоподъемность лебедки, кН	26	26
Ходл кривошипно-шатунного балансира, мм	550	550
Статическое зондирование грунтов с усилием, кН	120	-
Буровой насос	НБ-160/63	
Компрессор: подача, м^3/мин объем ресивера, м^3	2ВУ 0,255-0,6/16 0,56 0,6±0,1	
Разработчик и изготовитель – ОАО «Геомаш»		

Конструкция вращателя установки дает возможность его отвода в сторону от оси скважины для выполнения спуско-подъемных операций, операций с забиванием снарядами и посадки обсадных колонн с использованием буровой лебедки.

Установка в базовой комплектации состоит из смонтированных на единой сварной раме:

- мачты с кронблоком одноструннои оснастки, механизмом подачи и подвижным вращателем, приводимым от вертикального вала фигурного сечения;
- буровой лебедки с возможностью свободного сброса каната;
- палубного дизельного двигателя типа Д-65.

По желанию заказчика установка может монтироваться на транспортных базах различного типа, включая грузовые автомобили отечественного производства ЗИЛ-131А, ЗИЛ-433440, УРАЛ-4320, КамАЗ-43114, гусеничные транспортеры МТЛБ-У, ТГМ-126, гусеничный трактор ТТ-4 и его аналоги, сани. Возможен монтаж на транспортных средствах, предоставленных заказчиком, при условии соответствующей грузоподъемности и площади платформы. Модели серии могут комплектоваться трех- и четырехскоростной коробки передач.

Установка позволяет выполнять следующие виды работ:

- бурение сейсморазведочных скважин в породах до IV (включительно) категории по буримости;

- бурение инженерно-геологических и технических скважин в породах до IY (включительно) категории по буримости ударно-забивным способом;
- проходку геологоразведочных шурфов в рыхлых наносных отложениях;
- вращательное колонковое бурение с затиркой керна "всухую" в породах до IV категории по буримости;
- вращательное колонковое и бескерновое бурение с очисткой забоя водой или водными растворами геологоразведочных, гидро- и инженерно-геологических, технических скважин в породах до VIII (включительно) категории по буримости;
- вращательное колонковое и бескерновое бурение с очисткой забоя сжатым воздухом геологоразведочных, гидро- и инженерно-геологических, технических скважин в породах до VIII (включительно) категории по буримости;
- ударно-вращательное колонковое и бескерновое бурение скважин различного назначения с применением погружных гидроударных машин в породах до VIII (с прослоями IX включительно) категории по буримости;
- ударно-вращательное колонковое и бескерновое бурение скважин различного назначения с применением погружных пневмоударных машин в породах до VIII (включительно) категории по буримости;
- инженерно-геологические изыскания посредством статического зондирования грунтов (глины, суглинки и пески), при условии комплектации механизмом подачи с длиной хода каретки подвижного вращателя 2200 мм (усилие подачи и обратного хода до 10000даН).

По желанию заказчика возможна дополнительная комплектация установок передвижным компрессорным станциям, обеспечивающими увеличение глубины вращательного бурения с продувкой и ударно-вращательного бурения. Также могут быть дополнительно заказаны гидро- и пневмоударные машины, породоразрушающий инструмент для них.

Установки серии ПБУ всех модификаций, имеющих самоходную транспортную базу, могут комплектоваться инструментальными прицепами.

Органы управления установкой монтируются у основания мачты на левом, по ходу, борту транспортной базы.

Для удобства управления и повышения безопасности работ, модели серии, имеющие самоходную транспортную базу, комплектуются съемными площадками оператора бурения.

Для позиционирования установки при забуривании на раме монтируются гидравлические опорные домкраты.

Гидрофицированная многоцелевая буровая установка МБУ-1 предназначена для бурения геологоразведочных скважин глубиной до 300 м с поверхности и из подземных горных выработок, скважин при заготовках камнецветного сырья. различного рода технических скважин, в том числе, внутри помещений с высотой потолка 2,5 м и выше.

Техиическая характеристика буровой установки МБУ-1

Глубина скважины, м:	
при бурении алмазными и твердосплавными коронками, диаметром, мм	
59-76	300
93	150-200
112	100
300	15
при бурении шнеками с лопастными долотами, диаметром,мм	
151-132	40-50
250-198	15-20
угол наклона скважин к вертикали, градус	0-180
Лебедка вспомогательная:	
тип	Гидравлическая
грузоподъемность, кН	5; 9**
Привод маслостанции	Электродваигатель 18 кВт, 1500 об/мин
Размеры, мм	
бурового блока в вертикальном положенни	1450х690х2500
малостанции	1165х485х1080
пульта управления	600х400х1000
теплообменника	630х370х633
Масса, кг:	
бурового блока***	600-790
маслостанции	220
пульта управления	70
теплообменника	48
общая (сухая)***	870-1060

Разработчик – СКБ «Геотехника»

* При использовании бурильных труб большого диаметра их крепление осуществляется через переходник непосредственно к шпинделю вращателя

** В зависимости от комплектации сменными гидропоторами

*** В зависимости от комплектации сменными узлами

Буровая установка УПБ-100 и ее модификации УПБ-100ЭВ; УПБ-100Э и УАБ-20Э (табл. 6.25) предназначены для бурения скважин колонковыми снарядами с использованием твердосплавных и алмазных коронок в горных породах до XII категории по буримости. Возможно также шнековое бурение в породах I-III категорий.

Установки с подвижным вращателем транспортируются с разборкой по узлам или самоперетаскиванием с помощью лебедки и якорного устройства.

Таблица 6.25

Техиические характеристики буровой установки УПБ-100 и ее модификаций УПБ-100ЭВ; УПБ-100Э и УПБ-20Э

Параметры	УПБ-100	Модификации		
		УПБ-100ЭВ	УПБ-100Э	УПБ-20Э
Глубина скважине, м:				
колонковое бурение	100-150	100	100-150	20
шнековое бурение	до 25	-	до 25	-
Диаметр скважин, мм:				
при колонковом бурении				
начальный	76	93	76	151
конечный	36	46	36	132
при бурении шнеками	112; 76	-	112; 76	-
Угол наклона ствола скважин, градус	до 60	до 60	до 60	до 60
Бурильные трубы	ЛБТ-34 ЛБТН-42	СБТ-42 ЛБТН-54	ЛБТ-34 ЛББТН-42	СБТ-423 ЛБТН-54
Частота вращения, мин$^{-1}$	124-1143	124-1143	124-1143	85-482
Максимальный крутящий момент, Н·м	460	630	580	630
Приводной двигатель:				
тип	Бензиновый УД-25	Электродвигатель		
мощность, кВт	5,9	5,5	7,5	5,5
Общая масса, кг	460	750	475	475

Буровая установка УПБ-100ГТ с подвижным вращателем предназначена для бурения твердосплавными и алмазными коронками в горных породах I-XII категории по буримости. Она может также использоваться для шнекового бурения. Транспортной базой установки является гусеничный транспортер ГТ-СМ (ГАЗ-71). Привод маслостанции гидросистемы установки осуществлен от транспортного двигателя. Установка оборудована укрытием мягкого типа, защищающим от ветра и дождя рабочую площадку у устья скважины и пульт бурового мастера. Установку обслуживают два человек.

Техническая характеристика буровой установки УПБ-100ГТ

Глубина бурения, м:	
твердосплавными и алмазными коронками	100-150
шнеками диаметром 100 мм	15

шнеками диаметром 70 мм	25
Диаметр скважин при бурении колонковым способом, мм:	
начальный	76
конечный	46-59
Бурильные трубы	ЛБТН-42
Угол наклона мачты, градус	90-60
Частота вращения при бесступенчатом регулировании бурового снаряда на различных скоростях коробки передач, об/мин:	
I	60-175
II	120-350
III	240-700
IY	420-1400
Крутящие моменты, Н·м, на валу вращателя, соответствующие скорости коробки передач:	
I	550
II	280
III	140
IY	70
Мощность привода вращателя, кВт	11
Длина хода подачи, мм	3500
Усилие подачи, Н:	
вниз	8000
вверх	12000
Подъем и спуск инструмента	Механизм подачи
Скорость спуска-подъема, м/с:	
вниз	0-1,50
вверх	0-0,75
Длина свечи, м	3,0
Привод установки	Гидравлический с отбором мощности от двигателя транспортной базы
Мощность, отбираемая от двигателя транспортной базы при бурении, кВт	22-29
Тип бурового насоса	ГННБ2-63/40
Привод насоса	Гидравлический
Габариты, мм:	
в транспортном положении	6250x2600x2350
в рабочем положении	5700x2600x5350
Масса бурового оборудования без транспортной базы и инструмента, кг	800

Разработчик – СКБ «Геотехника»

Изготовитель – ОАО «Кемеровский завод бурового оборудования»

Буровые установки УПБ-100ГТ2, УПБ-100ГТ2М предназначены для бурения поисково-картировочных скважин глубиной 150 м колонковым способом с промывкой и шнеками на глубину до 25 м. При алмазном и твердосплавном бурении начальный диаметр скважины 76 мм, конечный -

46 мм; при поисковом бурении - 112 и 76 мм соответственно. Оборудование установки УПБ-100ГТ2 смонтировано на трелевочном тракторе ТДТ-55 ("Онежец"), а установка УПБ-100ГТ2М на тракторе ТДТ-55А ("Онежец").

Мощность от приводного двигателя отбирается через односкоростную коробку и карданный вал на редуктор привода маслонасосов.

Самоходная буровая установка УПБ-100ГТ2М за счет увеличения мощности главного привода может бурить скважины глубиной до 200 м. Технологические возможности этой установки расширены за счет усовершенствования гидропривода и повышения максимального крутящего момента силы в 1,8 раза по сравнению с базовой моделью. Существенно увеличены диапазон частот вращения инструмента, грузоподъемность, подача и давление промывочного гидроприводного насоса.

Технические характеристики буровых установок УПБ-100ГТ2 и УПБ-100ГТ2М приведены в табл. 6.26.

Таблица 6.26

Техиические характеристики установок УПБ-100ГТ2 и УПБ-100ГТ2М

Параметры	УПБ-100ГТ2		УПБ-100ГТ2М			
Диаметр скважины, мм:	100-150		150-200			
начальный	76		112			
конечный	46		59			
Бурильные трубы	ЛБТН-42		ЛБТН-54			
			Первый вариант		Второй вариант	
Частота вращения, мин$^{-1}$ и	1400	7	1400	8	920	12,2
крутящий момент, даН·м, при	700	14	700	16	460	24
вариантах исполнения сменных шестерен вращателя	350	28	350	32	230	48
	175	55	175	64	115	97
Мощность главного привода (малостанции), кВт	29,7		32			
Максимальное рабочее давление в гидросистеме, МПа	12		14			
Подача и давление гироприводного бурового насоса, л/мин/даН/см^2, не менее	25/16		50/25			
Грузоподъемность механизма подачи, даН	1500		1700			
Масса установки, кг, не более	10000		10300			

Самоходная буровая установка с подвижным вращателем УБВ-000 наиболее мощная и многофункциональная в ряду установок, выпускаемых концерном "Геомаш". Эта последняя и наиболее перспективная разработка предприятия сейчас проходит стадию доработки и усовершенствования. УБВ-000 предназначена для бурения геологоразведочных, гидро-

и инженерно-геологических, специальных технических скважин в породах до XII (включительно) категории по буримости. Установка монтируется на шасси автомобиля Урал-4320-19-30. Привод всех агрегатов установки осуществляется от двигателя транспортной базы через коробку отбора мощности.

Мачта буровой установки представляет собой трубчатую пространственную конструкцию с открытой передней гранью. В верхней части мачты установлен кронблок двухструнной оснастки. Перевод мачты из транспортного в рабочее положение осуществляется специальными гидродомкратами.

Рама установки снабжена четырьмя гидравлическими домкратами для выравнивания ее при монтаже в рабочем положении и повышения устойчивости при бурении. Для контроля вертикальности мачты к ее передним стойкам приварены два отвеса.

В базовом варианте установка выпускается с вращателем, представляющим собой цилиндрический редуктор, приводимый от вертикального вала фигурного сечения. Возможна поставка модификаций с гидроприводным подвижным вращателем. В этом случае вращатель оборудуется гидропатроном для операций с бурильными трубами диаметром 73-98 мм, а конструкция каретки вращателя обеспечивает его отклонение от вертикальной оси на 45° и смещение от устья скважины на 500 мм.

Каретка вращателя перемещается по направляющим, смонтированным на буровой мачте, посредством гидроцилиндров подачи с канатным полиспастом четырехструнной оснастки. В проушинах верхней и нижней траверс, закрепленных на вращателе, установлены ролики для канатов подъема и подачи вращателя, соответственно. К шпинделю вращателя крепится сальник-вертлюг, который обеспечивает подачу очистных агентов внутрь бурильной колонны.

Управление установкой осуществляется с пульта управления, расположенного слева по ходу транспортной базы. Для удобства работы оператора установка оборудуется откидной площадкой, рабочими палубами с ограждением и лестницами.

К задней балке рамы крепится гидроприводной трубодержатель для работы с бурильными и обсадными трубами диаметром от 50 до 510 мм, который в рабочем положении опирается на грунт двумя винтовыми домкратами, а в транспортном положении поворачивается в вертикальную плоскость и винтовые домкраты снимаются.

Спускоподъемные операции, наращивание бурильных труб, а также их свинчивание и развинчивание производится элеватором, который монтируется в нижней части шпинделя. Выпускаются элеваторы для операций с трубами, имеющими замковые соединения типа ЗИ-95, ЗИ-108.

Установка может комплектоваться:

-двумя буровыми насосами НБ-50 и одним компрессором ПК-5,25;

-двумя компрессорами ПК-5,25 и одним насосом НБ-50;

-двумя буровыми насосами НБ-50;

-двумя компрессорами ПК-5,25;

-одним буровым насосом НБ-50 и одним компрессором ПК-5,25

Возможна комплектация установок другими типами компрессоров и насосов.

Установка позволяет выполнять следующие виды работ:

-вращательное шнековое и ударно-забивное бурение скважин в породах до IV категории по буримости;

-проходку шурфов в породах до IV категории по буримости вращательным способом (рейсами) с использованием шнекового бура;

-вращательное колонковое и бескерновое бурение геологоразведочных, гидро- и инженерно-геологических, технических скважин в породах до XII категории по буримости с использованием в качестве очистного агента воды и водных растворов;

-вращательное колонковое и бескерновое бурение скважин различного назначения с очисткой забоя потоком сжатого воздуха в породах до XII категории по буримости;

-ударно-вращательное колонковое и бескерновое бурение скважин различного назначения с применением гидроударных машин в породах до XII категории по буримости;

-ударно-вращательное колонковое и бескерновое бурение скважин различного назначения с применением пневмоударных забойных машин в породах до XII категории по буримости;

-ремонт скважин.

По желанию заказчика возможна дополнительная поставка:

-комплекта оборудования для двойной бурильной колонны;

-оборудования для бурения с использованием эрлифта;

-гидроприводного раскрепителя рельб;

-гидроприводного трубодержателя;

-вспомогательной гидроприводной лебедки (грузоподъемностью до 800 кг) с укосиной;

-устройства для посадки обсадных колонн;

-элеватора;

-патрона безопасного;

-электростанции АД-4 или другого типа;

-сварочного генератора АДС-500 или другого типа;

-прицепа типа СМЗ-835 или ГКБ-817 с укладкой бурового инструмента массой 4000 и 8100 кг соответственно.

Техническая характеристика буровой установки УБВ-00

Максимальный момент силы на шпинделе, даН·м	1200
Частота вращения шпинделя, мин$^{-1}$	14…268
Максимальное усилие подачи, даН	5000
Максимальное усилие обратного хода, даН	12000
Длина хода подачи, мм	7000
Грузоподъемность лебедки на прямом канале, даН	3000
Канатоемкость барабана, м	100…250
Диаметр каната, мм	13…16
Условная глубина бурения (в зависимости от инструмента), м	800
Диаметр бурения (в зависимости от инструмента), мм:	
начальный диаметр (с прямой паромывкой), не более	600
конечный диаметр (с прямой промывкой), не более	215
конечный диаметр (с двойными бурильными трубами)	132
с шурфобурами	850, 1000
Рекомендованный диаметр бурильных труб, мм	
по ГОСТ 631-75	73, 89
по ГОСТТ Р51245-99	70, 85
Рекомендованный диаметр двойных бурильных труб, мм	89…114

6.10. Буровые установки низкооборотного бурения

В данную группу установок (буровых станков, агрегатов, комплексов) включены те (за исключением установок, также реализующих низкооборотное бурение, но классификационно отнесенных к иным группам), которые предназначены, в основном, для вращательного бурения скважин при помощи буровых долот (лопастных, шарошечных, с алмазно-твердосплавными резцами) и твердо сплавных коронок различных конструкций.

Комплекс буровой гидрогеологический КБГ-200 предназначен для бурения гидрогеологических и водозаборных скважин.

Техническая характеристика бурового гидрогеологического комплекса КБГ-200

Глубина бурения, м (условная):	
1) начальным диаметром не более 540 мм и конечным диаметром не более 295 мм с одинарной колонной бурильных труб	300
2) с двойной колонной бурильных труб наружным диаметром, мм, 114 и 140	200
Номинальная грузоподъемность, даН	20000
Транспортная база:	
бурового блока	КРаЗ-Э260Г

трубно-инструментального блока	прицеп БЗТМ-1508
блока промывки	-"-
Буровой блок:	
Вращатель:	
тип вращателя	Подвижный
ход вращателя, м	8,0
частота вращения, мин$^{-1}$	0-200 (плавнорегулир.)
Максимальный крутящий момент, Н·м	12000
привод	Ходовой двигатель (243 л.с.)
диаметр проходного отверстия трубодержателя, мм	540
Буровой насос:	НБ-50
производительность, л/мин	1200
давление, МПа	6,3
Мачта:	
Высота, м	13,5
Длина бурильной свечи, м	6,5

Самоходная установка УРБ-2,5А-КамАЗ предназначена для вращательного бурения вертикальных скважин глубиной 100 м диаметром 118 мм и 200 м диаметром 97 мм.

Буровое оборудование смонтировано на автомобиле ЗИЛ-131. Привод оборудования и бурового насоса осуществлен от транспортного двигателя автомобиля.

Техническая характеристика буровой установки УРБ-2,5-КамаЗ [92]

Параметры	Значения параметров
Глубина бурения, м скважин диаметром, мм:	
118	100
97	200
Начальный диаметр скважин, мм	190
Диаметр бурильных труб, мм	60,3
Тип вращателя	Ротор
Диаметр проходного отверстия ротора, мм	150
Частота вращения, мин$^{-1}$	100, 203, 300
Тип подачи	Цепная с приводом от гидроцилиндра
Длина хода подачи ведущей трубы, мм	7500
Максимальное усилие подачи вниз, кН	22
Максимальная скорость подачи, м/мин	5,2
Лебедка	Двухбарабанная
Высота мачты от ствола ротора до оси кронблока, м	9,5
Буровой насос:	
подача, л/мин	390
давление, МПа	4
Габариты в транспортном положении, мм	11700х2380х3765
Масса установки без прицепа, кг	10845
Разработчик - ВНИИ "Нефтемаш"	
Изготовитель - Кишлинский машиностроительный завод	

Технические характеристики буровых установок УРБ-2,5А2, УРБ-3АМ приведены в табл. 6.27.

Таблица 6.27

Технические характеристики буровых установок УРБ-2,5А2, УРБ-3АМ и УРБ-3А3

Основные показатели	УРБ-2,5А2	УРБ-3АМ	УРБ-3А3
Номинальная глубина бурения, м	100/200	300/500	600/700
Диаметр скважины, мм:			
начальный	190	346	243
конечный	93	146	93
Угол наклона скважины, градус	90	90	90
Диаметр бурильных труб, мм	60,3	60,3; 73	60,3; 73
Частота вращения, мин$^{-1}$	100; 203; 300	110; 190; 314	75; 150; 285
Диаметр отверстия ротора, мм	150	250	250; 410
Грузоподъемность лебедки, даН	4000	5000/8000	4200
Высота мачты до оси кронблока, м	9,5	16,0	18,4
Транспортная база установки	ЗИЛ-131	МАЗ-200	МАЗ-500
Приводной двигатель	-"-	Д-54А	Дизель А-41
Мощность двигателя, кВт	45	40	66
Разработчик и изготовитель установки УРБ-3А3 - АО Кунгурский машиностроительный завод "Турбобур". Установка имеет ряд модификаций: УРБ-3А3.01 (02, 03, 04, 05, 051).			

СКБ "Геотехника" разработаны комплексы бурового оборудования КГК, предназначенные для бурения вертикальных скважин глубиной 100-500 м в породах II-IV с пропластками до VII категорий буримости (табл. 6.28-6.29).

Буровые установки КГК позволяют бурить скважины с гидро- и пневмотранспортом шлама и керна (в последнем случае в комплект буровой установки включают компрессор).

Самоходные технологические комплексы КГК-100 предназначены для бурения скважин при геохимических исследованиях, картировании покровных отложений и пород фундамента, заверке геофизических аномалий, оконтуривании перспективных участков полезных ископаемых в породах преимущественно мягких и рыхлых с забуриванием в породы фундамента средней твердости на 0,5-1,0 м.

Самоходный технологический комплекс КГК-200 предназначен для бурения скважин на воду, при гидрогеологических исследованиях и для геотехнологических целей. Обеспечивает вращательное колонковое и сплошным забоем бурение твердосплавными коронками, лопастными и шарошечными долотами в покровных отложениях и осадочных породах с подъемом керна или выбуренной породы промывочной жидкостью или сжатым воздухом, циркулирующими в замкнутом контуре по центральному каналу двойной колонны бурильных труб.

Техническая характеристика буровой установкн КГК-100

Глубина бурения, м	
на стальных трубах диаметром 57 мм коронками диаметром 66 и 76 мм	200
на стальных трубах диаметром 73 мм коронками диаметром 76; 84; 93	100
Диаметр керна, мм	
для труб диаметром 57 мм	25
для труб днаметром 73 мм	40
Максимально необходимая подача промывочной жидкости, л/мин	
для труб диаметром 57 мм	120-160
для труб диаметром 73 мм	160-210

Состав комплекса: самоходная буровая установка УБВ-229 с подвижным вращателем и механической трансмиссией; прицеп-емкость для перевозки бурильных труб и залива воды с целью организации замкнутого контура циркуляции промывочной жидкости при бурении; керноприемное устройство; обвязка системы промывки и продувки; буровой насос с подачей 320 л/мин с давлением до 6,МПа; компрессор с подачей 10 м^3/мин с давлением до 1,0 МПа; буровой и породоразрушающий инструмент.

Масса основных элементов комплекса, кг:
- буровая установка - 15000
- прицеп-емкость - 9000
- комплект бурового инструмента - 8000

Таблица 6.28

Техническая характеристика буровых установок КГК-57А (А, Т, АГ, АП, 500Г)

Наименование показателей	КГК-57А	КГК-А (100/300)	КГК-Т	КГК-АГ	КГК-АП	КГК-500Г
Область применения	геология	малая гидрогеология, гидрогеология, геология				гидрогеология, водоснаб-жение
Транспортная база	автомо-биль ЗИЛ-131 "Онежец"	автомо-биль ЗИЛ-131	трактор ТТ-4	автомо-биль ЗИЛ-131	автомо-биль ЗИЛ-131	2 прицепа
Базовая установка	УРБ-2А-2 (УПБ100-ГТ2М)	УРБ-2А-2	УРБ-4Т	УРБ-2А-2	УРБ-2А-2	1А-15В, УРБ-3А-3
Производительность насоса, л/мин	160	320	320	320	-	
компрессора, м^3/мин	4-6	-	-	-	5-10	350-500-
Максимальная глубина скважины, м	200	100-300	100-300	100	100	500
Диаметр, мм:						
скважины	66(76)	84-93	84-93	112-192	112-192	132-320
керна	25	38	38	50	50	62
бурильных труб:						
наружный	57	73/75	73/75	90	90	108
внутренний	28	42	42	54	54	67

Комплексы КГК-150 и КГК-А-300 (см. табл. 6.29) позволяют осуществлять бурение скважин глубиной до 150 и 300 м коронками диаметром 84 и 93 мм, комплексы КГК-Т предназначены для использования в труднодоступных условиях, КГК-В - для круглогодичной эксплуатации, КГК-АГ и КГК-АП для бурения скважин диаметром до 220 мм.

Таблица 6.29

Технические характеристики буровых установок КГК-А-150 (А-300, Т, В, Г, П, 500П) [92]

Параметры	КГК-А-150	КГК-А-300	КГК-Т	КГК-В	КГК-Г	КГК-П	ЕГК-500П
Глубина бурения, м	150	300	300	300	100	70/100*	500
Диаметры бурения, мм:							
начальный	93	93	93	93	220	192	320
конечный	84	84	84	84	151	112	121
Номинальный диаметр керна, мм	36	36	36	36	46	46	62
Мощность приводного двигателя, кВт	95,5	95,5	84,5	110,3	95,5	95,5	173,5
Вид топлива	Бензин	Бензин	Дизельное	Дизельное	Бензин	Бензин	Дизельное
Удельный расход топлива, л/м	1,5	1,5	1,11	1,15	2,4	2,4	2,7
Диаметр двойных бурильных труб, мм	73	75**	73/75**	73/75**	89/90**	89/90**	108/110**
Максимальная длина бурильных и обсадных труб, м	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	6,0/12,5
Максимальная частица вращения бурового снаряда, $с^{-1}$	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,1
Максимальный крутящий момент, Н·м	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,42	5,1
Грузоподъемность мачты, т	1960	1960	1960	1960	1960	1960	7000
Подача насоса максимальная, $дм^3$/мин	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	20,0
Максимальное давление, развиваемое насосом, МПа	320	320	320	320	320	300	450
Производительность компрессора, $м^3$/мин	6,3	6,3	6,3	10,0	6,3	2,0	6,0
Максимальное давление, развиваемое компрессором, МПа	-	-	-	-	-	-5,0	10,0
Габаритные размеры в транспортиом положении, м:	-	-	-	-	-	0,7	0,7
длина	15,4	15,4	14,2	13,4	15,7	15,7	8,1
ширина	2,45	2,45	2,52	2,50	2,45	2,45	2,5
высота	3,47	3,47	3,45	3,45	3,20	3,20	2,7
Полная масса комплекса, т	16,5	17,4	20,0	23,0	17,8	16,5	-

*Для сухих скважин; **Для легкосплавных труб

В состав комплексов входят гидрофицированная буровая установка, керноприемное устройство, специализированный прицеп-емкость и комплект бурового инструмента. В комплексах реализована схема бурения с транспортированием керна по двойной колонне труб.

Комплекс КГК-Т включает буровую установку УРБ-4ТГК, прицеп-емкость ПЕ-2,5Б, керноприемное устройство БП-150 и комплект бурового инструмента.

Комплекс КГК-В включает буровой блок, транспортируемый трактором Т-150К, который служит также для привода агрегатов бурового блока и генератора. Все буровое оборудование смонтировано на шасси тракторного полуприцепа-самосвала ММЗ-771Б.

Для бурения скважин увеличенного диаметра применяются комплексы КГК-АГ и КГК-АП. Комплекс КГК-АГ включает буровую установку УРБ-2А2-ГК, прицеп-емкость ПБ-3,5, комплект бурового инструмента КБИ-7 и гидроприводное керноприемное устройство, смонтированное на прицепе-емкости. Комплекс КГК-АП включает буровую установку УРБ-2А2-ГП, прицеп для перевозки труб ПИ-1, керноприемное устройство и комплект инструментов КБИ-7П.

Буровой агрегат 1БА-15В состоит из следующего оборудования: а) бурового блока, включающего мачту с ярусами растяжек, привод от двигателя автомобиля МАЗ-5334 через пятискоростную коробку передач, коробку отбора мощности и трехскоростную коробку передач агрегата, лебедку, ротор, буровой насос, генератор, компрессор пневмосистемы, гидрораскрепитель, пульты управления (все узлы смонтированы на раме автошасси0; талевого блока, вертлюга, квадратной штанги, бурового рукава со штуцерами, откидных мостков, глиномешалки емкостью 0,75 $м^3$; б) компрессорно-силового блока; в) прицепа для бурильных труб; г) бурового инструмента

Буровой агрегат 1БА-15Н смонтирован на автомобиле и автоприцепах, что обеспечивает высокую маневренность и сокращает затраты времени на транспортировку и монтажно-демонтажные работы. Агрегат предназначен для бурения скважин глубиной 1000 м при применении бурильных труб диаметром 60,3 мм.

Установка смонтирована на шасси автомобиля МАЗ-500АШ и состоит из ротора с неконсольным расположением главных опор, однобарабанной лебедки, коробки передач, насоса, пневмосистемы, генератора, коробки отбора мощности, электрощита, пульта управления, щита управления, складывающейся мачты, гидравлических домкратов подъема мачты, талевого блока вертлюга, гидрораспределителя и автоприцепа для бурового инструмента.

Технические характеристики буровых установок типа БА-15 и УРБ-3А2 даны в таблице 6.30.

Таблица 6.30

Техиические характеристики буровых установок 1БА-15В, 1БА-15Н и УРБ-3А2 (БА-15И) [92]

Параметры	1БА-15В	1БА-15Н	УРБ-3А2 (БА-15Н)
Глубина бурения, м при использовании труб диаметром, мм 73 и 89	500	-	-
60,3	-	1000	800
Диаметр скважины, мм: начальный	394	243	243
конечный	190	97	97
Диаметр проходного отверстия стола ротора, мм	410	250	250
Отверстие во вкладышах, мм большом	180x180	180x180	180x180
малом	80x80	80x80	80x80
Частота вращения, мин$^{-1}$	65; 130; 245	80; 160; 300	80; 160; 300
Грузоподъемность, кН номинальная	125	125	125
максимальная	200	200	200
Высота мачты, м	18,4	18,4	18,4
Оснастка талевой системы	2x3	2x3	1x2 или 2x3
Натяжение каната при максимальной нагрузке, кН	52	52	52

Продолжение табл. 6.76

Диапазон скоростей подъема на крюке, м/с	0,2-1,4	0,2-1,4	0,4-1,48 или 0,2-1,4
Максимальная подача насоса, л/мин	390 или 865	865	390
Максимальное давление насоса, МПа	6,3 или 13,0	13,0	6,3
Мощность электрогенератора, кВт	12	12	12
Напряжение, В	400	400	400
Силовой привод блоков: бурового	Транспортный дизель ЯМЗ-236 (77 кВт при n = 1500 мин$^{-1}$)		
насосного	Индивидуальный дизель ЯМЗ-236		
компрессорно-силового	Дизель Д-108 (79,4 кВт при n =1070 мин$^{-1}$)		
Масса, кг: бурового блока	13900	13600	13600
компрессорно-силового блока	7800	-	-
насосно-силового блока	-	8100	-
поставляемого основного комплекса	35900	27100	17900
Разработчик и изготовитель - изготовитель - АО Кунгурский машиностроительный завод "Турбобур"			

Агрегаты буровые 1БА-15В.041 (042, 043, 06) предназначены для бурения роторным способом и сооружения вертикальных водных скважин в породах мягкой и средней твердости с прямой промывкой забоя, а также широко применяются для разведочных скважин другого назначения. Буровые агрегаты представляют собой группу унифицированных буровых машин, смонтированных на шасси МАЗ-5337 с колесной формулой 4х2, УРАЛ-4320 и его модификации с колесной формулой 6х6, оснащенных различными механизмами в соответствии с применяемой потребителем технологией сооружения скважин. Их отличают высокая производительность, мобильность, простота в управлении, надежность, удобство в обслуживании и ремонте.

Основное оборудование агрегата 1БА-15В.02 (ротор Р-410, двухбарабанная лебедка - основной и вспомогательный барабан, мачта, буровой насос, электрогенератор) смонтировано на автошасси МАЗ-5337, компрессорный блок ПК15Б и устройство для транспортировки бурильных труб БА15-71сб - на автоприцепах МАЗ-8925.

Самоходная буровая установка УБВ-600 предназначена для бурения скважин на воду. Она состоит из следующих блоков: бурового (лебедочно-мачтового), насосного, роторного (рабочей площадки) и мостков с выдвижными стеллажами для труб. Установка предназначена для вращательного бурения скважин шарошечными долотами с промывкой. Привод механизмов бурового и насосного блоков осуществляется от ходовых двигателей автомашины КрАЗ-257 (мощность 110 кВт).

Технические характеристики буровых агрегатов 1БА15В.02; 1БА15В.03; 1БА15В.041; 1БА15В042; 1БА15В.043; 1БА15В.06 [92]

Грузоподъемность, кН	200
Глубина бурения (максимальная), м:	
бурильными трубами диаметром, мм:	
89	500
73	600
Диаметр бурения (рекомендуемый), мм:	
начальный	394
конечный	190,5
Трубы бурильные, мм	73 и 89
Длина бурильной свечи, м, не более:	
1БА15В.02(03); 1БА15В.04(042,06)	12
1БА15В.043	13,5
Мачта:	
высота, м	
1БА15В.02(03); 1БА15В.04(042,06)	18,6
1БА15В.043	19,7
полезный просвет, м	
1БА15В.02(03); 1БА15В.04(042,06)	125,5
1БА15В.043	17,4

Оснастка талевой системы	2х3
Лебедка	Двухбарабанная
Ротор:	
диаметр проходного отверстия, мм	410
крутящий момент, Н·м	7850
основная частота вращения, $мин^{-1}$	130
Вертлюг:	
грузоподъемность, кн	200
диаметр проходного отверстия, мм	60
Компрессор винтовой для откачки воды:	
подача, $м^3$/мин	10
давление, МПа	0,7
Габаритные размеры в транспортном положении, мм:	
1БА15В.02(03); 1БА15В.04(042,06)	10860х2500х3750
1БА15В.043	12000х2500х3800
Масса комплекта поставки, кг:	
1БА15В.02	28790
1БА15В.03	29190
1БА15В.041	30490
1БА15В.042	31645
1БА15В.043	31715
1БА15В.06	31850

Техническая характеристика буровой установки УБВ-600 [92]

Глубина бурения, м	600
Диаметр скважины, мм	
начальный	490
конечный	214
Диаметр бурильных труб, мм	114
Вращатель	Ротор Р-410
Проходное отверстие вращателя, мм	410
Статическая нагрузка на стол ротора, кН	750
Частота вращения, $мин^{-1}$	
рабочая	105; 183
вспомогательная	30; 54; 235
Подаваемая мощность (транспортный дизель), кВт	96,7
Мачта	Телескопическая, наклонная
Высота мачты до оси кронблока, м	22,4
Вместимость магазина для труб диаметром 114 мм, шт.	50
Грузоподъемность при оснастке 3х4, кН	500
Скорость подъема талевого блока, м/с	0,18; 0,32; 0,70; 1,2
Буровой насос	НБ-125
Число насосов	2
Компрессор:	КТ-7
подача компрессора, $м^3$/мин	5,3
давление, МПА	0,85
Пневматический ударный механизм:	
Высота подъема инструмента, мм	900
Число ударов в мин.	30
Генератор	Синхронный ЕСС-83-6

Мощность генератора, кВт	30
Проходное отверстие стола, мм	410
Лебедка	Двухбарабанная с пневматическим управлением двухскоростная
Габариты в транспортном положении, мм:	
бурового блока	12460х2650х4160
насосного блока	10000х3000х3250
габариты в рабочем положении, мм	2600х8560х22400
Масса, м:	
бурового блока	22,7
насосного блока	20,9
комплекта	55,0

Разработчик - Гипронефтемаш, Ленинградский машиностроительный завод
Изготовитель - Ишимбаевский завод

6.11. Буровые установки высокооборотного бурения

В данную группу отнесены буровые установки (буровые станки, агрегаты), позволяющие эффективно бурить скважины в породах любых категорий по буримости, в том числе, алмазным породоразрушающим инструментом, т. е. при высоких частотах вращения.

Техническая характеристика бурового станка СБК-300 [92]

Глубина бурения, м:	
диаметром 300 мм	10-15
диаметром 190 мм	30
Вращатель:	
частота вращения, $с^{-1}$ ($мин^{-1}$)	0-8,8(530)
	0-2,1(125)
диаметр проходного отверстия шпинделя, мм	59
максимальный крутящий момент силы, даН·м	136
ход вращателя, м	0,8
максимальное усилие подачи (вверх и вниз), даН	3500
максимальная скорость подачи, м/с	до 0,3
Габаритные размеры бурового блока в рабочем положении для вертикальных скважин, мм	2720х665х2293
Масса бурового блока, кг	490
Маслостанция:	
тип привода	Электродвигатель 18,5 вКт
масса, кг	246
Масса пульта управления, кг	70
Общая масса станка (без бурового инструмента и принадлежностей,, кг	830
Разработчик - СКТБ "Геотехника"	

Буровой станок СБК-300 предназначен для бурения в породах средней твердости скважин диаметром 300 мм на глубину 10-15 м и скважин диаметром 190 мм на глубину 30 м.

Для бурения скважин глубиной до 100 м используются буровой станок БСК-100 и его модификации. В конструкции этого станка впервые был реализован безлебедочный автоматизированный подъем бурового инструмента. Последняя модификация станка БСК-2РП выпускается до настоящего времени.

Буровые станки БСК-2РП и БСК-2РП-В предназначены для бурения алмазными и твердосплавными коронками геологоразведочных скважин глубиной до 100 м из подземных горных выработок. Станок БСК-2РП-В применяется для бурения из взрывоопасных выработок.

Технические характеристики буровых станков БСК-2М2-100 и БСК-2В-100 (2П-100) [91]

Глубина бурения, м	100
Диаметр скважины, мм:	
начальный	93
конечный	46-76
Угол наклона вращателя, градус	0-360
Диаметр бурильных труб, мм	33,5; 42
Частота вращения, мин$^{-1}$	150; 200; 345; 445; 560; 720; 1250; 1600
Максимальное усилие подачи, даН	1200
Длина хода подачи, мм	450
Длина свечи, м	3,0
Мощность привода, кВт	7,5(11,0)

Технические характеристики буровых станков БСК-2РП и БСК-2РП-В [92]

Глубина бурения, м	100
Диаметр скважины, мм:	
начальный	93
конечный	46
Усилие подачи вниз и вверх, кН	12
Максимальная скорость подачи, м/с	0,45
Длина хода подачи, мм	450
Экстрактор:	
тип	Пневматический
длина хода штока, мм	800
Максимальная грузоподъемность, кН, при давлении воздуха 0,6 МПа	10
Частота вращения, мин$^{-1}$	
I диапазон	2000; 340; 380; 1080
II диапазон	290; 490; 820; 1500
Угол наклона вращателя труб, градус	0-360

Диаметр бурильных труб, мм	33,5; 42; 50
Привод станка:	Асинхронный электродвигатель
БСК-2РП-В	ВР132МЧУ2
	Асинхронный электродвигатель
БСК-2РП	ЧА132МЧУ3
Мощность при 1500 мин$^{-1}$, кВт	11
Масса станка без электродвигателя и экстрактора, кг	500
Габариты станка, мм:	
БСК-2РП-В	1480x710x1410
БСК-2РП	1540x710x1410
Разработчик - СКБ "Геотехника"	
Изготовитель - Новочеркасский машиностроительный завод	

Буровой агрегат АБ-2 представляет собой полностью гидрофицированную буровую машину предназначенную для бурения скважин глубиной 600 м - при использовании колонны труб ЛБТН-42; 400 м - при использовании СБТН-42, ЛБТН-54, ССК-46; 300 м - при применении СБТН-54, ЛБТН-68, ССК-59; 200 м - при использовании СБТН-68 и ССК-76.

Агрегат выпускается в двух исполнениях: АБ-200 с электроприводом и АБ-201 с дизельным приводом (табл. 6.31).

Таблица 6.31

Техническая характеристика бурового агрегата АБ-2 (АБ-200 и АБ-201) [92]

Параметры	Тип агрегата	
	АБ-200	АБ-201
Усилие подачи, максимальное, кН: вверх/вниз	32	32
Скорость подачи, м/с:		
при бурении	0-0,03	0-0,03
при спуско-подъеме	0,101,0	0,1-1,0
Ход подачи, мм	2500	2500
Угол наклона (от вертикали), градус	0-30	0-30
Крутящий момент вращателя, Н·м	1600	1600
Частота вращения, мин$^{-1}$	0-630; 0-1250	0-630; 0-1250
Внутренний диаметр шпинделя, мм	77	77
Крутящий момент на шпинделе, Н·м	1600	1600
Высота мачты, м	7	7
Длина бурильной свечи, м	5	5
Мощность привода, кВт	30	44
Гидравлический патрон:		
зажим	Пруж.	Пруж.
разжим	Гидравл.	Гидравл. с самозакл.
Трубодержатель	Гидравл. с самозакл.	Гидравл. с самозакл.
Усилие зажима, кН		
Диаметр проходного отверстия трубодержателя, максимальный, мм	135	135

Лебедка (ССК) Тяговое усилие, максимальное, кН Скорость навивки каната, м/с Емкость, м (трос диаметром 5,1 мм)	 5,0 0-2,0 600	 5,0 0-2,0 600
Габаритные размеры агрегата (без пульта управления), мм: длина ширина высота (в рабочем положении)	 4000 1000 6900	 4000 1000 6900
Масса, кг Агрегата (без пульта управления Пульт управления	 2500 30	3000 30
Разработчик - ВИТР Изготовитель - ОАО Машиностроительный завод "Арсенал"		

Передвижная буровая установка УБ-201 (табл. 6.82) предназначена для проходки геологоразведочных и технических скважин глубиной 600 м при использовании бурильных труб ЛБТН-42; 400 м - при использовании снарядов ССК-46 и труб СБТН-42, ЛБТН-54; 300 м - при применении СБТН-54, ЛБТН-68, ССК-59, КГК-59: 200 м - при использовании труб и снарядов СБТН-68 и ССК-76.

Буровая установка включает: гидрофицированный буровой агрегат АБ-201 с подвижным вращателем, механизмом подачи, трубодержателем, свечеприемником, стрелой и вспомогательной лебедкой, которая может быть использована при бурении снарядами со съемными керноприемниками; буровой насос; автоприцеп; дизель; электронно-электрическую систему управления; электрооборудование с системой освещения; гидросистему; тепловое мягкое укрытие.

В комплект установки входят:

- буровой агрегат АБ-201 с дизельным приводом - модификация агрегата АБ-200 с электроприводом;
- транспортная база - доработанное шасси автоприцепа СЗАП-8357;
- буровой насос НБ4-160/63 - доработанный под гидропривод;
- основание;
- укрытие - брезентовый тент на трубчатом каркасе.

Установка имеет следующие характерные особенности:

- относительно высокие мощность двигателя (44 кВт) и крутящий момент на вращателе (до 160 даН·м) делают установку более универсальной по способам бурения и многоцелевой по видам работ.
- основное буровое оборудование смонтировано на автоприцепе типа СЗАП-3357, что обеспечивает высокую маневренность и сокращает затраты времени на переезды и монтажно-демонтажные работы.

- бесступенчатое регулирование частот вращения (с использованием двухступенчатого редуктора и гидравлической системы от 0 до 1250 мин$^{-1}$) и высокое максимальное усилие подачи (32 кН), а также оснащение пульта управления приборами, показывающими частоту вращения снаряда; скорость углубки; мощность, потребляемую основным насосом; давление и расход промывочной жидкости позволяют успешно управлять процессом бурения и выбирать во всех случаях оптимальные параметры режима бурения.

Техническая характеристика буровой установки УБ-201 [92]

Механизм подачи:	
Усилие подачи, максимальное, кН	
вверх	32
вниз	32
Скорость подачи, максимальное, м/с:	
при бурении	0,03
при спуске-подъеме	0-1,0
Ход подачи, мм	2500
Угол наклона (от вертикали), градус	0-30
Вращатель:	
Крутящий момент, максимальный, Нм	1600
Частота вращения, диапазон, мин$^{-1}$	
I-й	0-630
II-й	0-1250
Внутренний диаметр шпинделя, мм	77
Гидравлический патрон: зажимается пружиной, открывается гидравлически	
Трубодержатель:	
Диаметр проходного отверстия, максимальный, мм	135
Зажимается гидравликой с самозатяжкой, разжимается гидравликой.	
Силовой агрегат:	
тип	Дизель Д-144
мощность, кВт	44
Насосы:	
1. Производительность, л/мин	80
Давление, МПа	28
2. Производительность, л/мин	36
Давление, МПа	4,5
3. Производительность, л/мин	21
Давление, МПа	25
Объем бака, л	40
Охлаждение	Воздушное
Пульт управления:	
Отдельная стойка, на ней находятся органы управления	
Дополнительное оборудование и приспособления:	
Свечеприемник	
Стрела	
Лебедка	
Тяговое усилие, кН	5

Скорость навивки, м/мин	120
Емкость (трос диаметром 5,1 мм),м	600
Размеры и масса установки:	
В рабочем положении, мм:	
длина	9400
ширина	4080
высота	≈7000
В транспортном положении, мм	
длина	7400
ширина	2650
высота	3800
Масса, кг	9800

Буровой агрегат АБ-5 предназначен для бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые диаметром 59-76 мм на глубину до 1000 м.

Агрегат обеспечивает: бесступенчатое изменение частоты вращения бурового инструмента и скорости его подачи; механизацию трудоемких часто повторяемых операций по спуску и подъему бурового инструмента; возможность спуска и подъема инструмента с вращением; возможность наращивания бурового инструмента без отрыва его от забоя скважин; возможность проходки неустойчивых пород обсадными трубами; дистанционное управление исполнительными механизмами; возможность применения установки в сложных горно-геологических условиях.

Техническая характеристика бурового агрегата АБ-5

Глубина скважины, м, при бурении трубами:	
ЛБТН-54, СБТН-42, ССК-46	1000
ССК-59, СБТН-54, ССК-59	800
ССК-76, СБТН-68	500
Грузоподъемность агрегата, кН	80
Максимальное усилие механизма подачи, кН:	
вверх	100
вниз	25
Длина хода вращателя, м	3,2
Скорость перемещения вращателя, м/с:	
при бурении	0-0,04
при СПО	0-1,2
Частота вращения шпинделя, $с^{-1}$($мин^{-1}$):	
минимальная	1,5(90)
максимальная	25(1500)
Диаметр проходного отверстия, мм:	
вращателя	77
трубодержателя	135
Длина бурильной свечи, м	3,0
Мощность электродвигателя привода бурового агрегата, кВт	55
Разработчик - ВИТР	
Изготовитель - ОАО Машиностроительный завод "Арсенал"	

Буровой агрегат БАК-1200/2000 предназначен для бурения геологоразведочных скважин глубиной до 2000 м.

Агрегат включает: буровой блок, лебедку, маслостанцию, тиристорный привод и пульт управления. Основное отличие бурового агрегата БАК-1200/2000 - применение плавнорегулируемого реверсивного электродвигателя постоянного тока с полым валом в качестве подвижного вращателя в буровом блоке, что практически исключает традиционные зубчатые передачи трансмиссии и соответственно улучшает ремонтопригодность и ресурс агрегата в целом.

Техническая характеристика бурового агрегата БАК-1200/2000

Глубина бурения, м:	
при алмазном бурении	2000
при твердосплавном бурении	1200
Диаметр бурения, мм:	
начальный	214
конечный: при алмазном бурении	59
при твердосплавном бурении	76-93
Угол наклона скважин к вертикали, градус	70-90
Вращатель:	
тип	Подвижный в виде электродвигателя постоянного тока с полым валом
мощность привода, кВт	80
диаметр проходного отверстия шпинделя, мм	72
зажимной патрон	Пружинно-гидравлический или механический с редуктором
частота вращения бурового снаряда, $мин^{-1}$	
с гидроприводом	0-3000
механичекским патроном	0-750
крутящий момент силы, даН·м:	
номинальный (с гидропатроном)	67
Диаметр бурильных труб, мм	70; 68; 63; 5,54; 50
Способ подачи инструмента	Принудительный или свободный
Механизм подачи: тип	Гидравлический с автоперехватом
максимальное усилие вниз и вверх,кН	150
ход подачи, мм	800
Лебедка: тип	Электродвигатель постоянного тока
мощность, кВт	80
грузоподъемность на прямом канате, кН	55
Маслостанция:	
тип маслонасова	Двухсекционный
расход (при 1500 $мин^{-1}$) $дм^3$/мин	14,4/14,4
максимальное давление, МПа	16
мощность электропривода, кВт	4
Размеры блоков, мм:	
бурового	1750x1000x2650

лебедки	1500x1400x1100
маслостанции	552x450x802
Масса, кг:	
бурового блока	2085
лебедки	1800
маслостанции	98
пульта управления	100
тиристорного преобразователя	200
общая агрегата	4283
Разработчик - ТОО "Геоном", СКБ "Геотехника"	
Изготовитель - Каменский завод (КОМЗ)	

Самоходная буровая установка УКБ-200/300С предназначена для колонкового вращательного бурения скважин в горных породах I-XII категорий по буримости. Оборудование смонтировано на автомашине ЗИЛ-131.

Техническая характеристика буровой установки УКБ-200/300С

Глубина бурения, м	
твердосплавными коронками диаметром 93 мм	200
алмазными коронками диаметром 59 мм	300
Диаметр скважины, мм:	
начальный	132
конечный:	
твердосплавными коронками	93
алмазными коронками	59
Диаметр бурильных труб, мм	50
Угол наклона вращателя (от горизонтали), градус	7-90
Частота вращения, мин$^{-1}$:	
I диапазоні	100-1500
II диапазон	80-1170
Максимальное усилие подачи, кН	
вниз	30
вверх	40
Длина хода подачи, мм	500
Лебедка	
Грузоподъемность на крюке, кН	
номинальная	20
максимальная	32
Скорость подъема снаряда, м/с	
минимальная	0,39
максимальная	6,00
Длина свечи, м	6,2
Высота мачты, м	9,5
Труборазворот	
Тип	РТ-300
Привод	Гидравлический
Максимальный крутящий момент, Н·м	220
Частота вращения, мин$^{-1}$	75

Диаметр проходного отверстия, мм	140
Контрольно-измерительные приборы	Указатель осевой нагрузки, манометр давления промывоч-ной жидкости, звуковой сигнализа-тор переподъема бурового снаряда, счетчик моточасов.
Тип насосной установки	НБ3-120/40
Привод установки	Дизель Д37У-С2 с воздушным охлаждением и запуском от пускового двигателя.
Мощность, кВт	30
Габариты установки, мм:	
в рабочем положении	8340x2500x11000
в транспортном положении	9200x2500x3500
Масса, кг:	
конструктивная	9790
с полной заправкой	10150
Разработчик - СКБ "Геотехника"	
Изготовитель - ЗАО Машиностроительный завод имени В.В. Воровского	

Буровая установка УКБ-3стЭ предназначена для бурения вертикальных и наклонных геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые колонковым способом в труднодоступных районах и бездорожье.

Установка монтируется на шасси трактора ТТ-4 и приводится в действие от его двигателя. Установка комплектуется обогреваемым салоном (кузовом). Свинчивание и развинчивание бурового снаряда осуществляется с помощью труборазворота.

Техническая характеристика буровой установки УКБ-3ст-Э

Номинальная глубина бурения, м:	
твердосплавными коронками диаметром 93 мм	200
алмазными коронками диаметром 59 мм	300
Диаметр скважины, мм:	
начальный	132
конечный:	93/59
твердосплавными алмазными коронками	
Диаметр бурильных труб, мм	50, 54, 55, 70
Габариты, мм:	
в рабочем положении	7600x3000x11320
в транспортном положении	10375x3000x3824
Масса, кг	19000
Частота вращения шпинделя, мин$^{-1}$	177; 329; 590; 918; 1350
Длина хода шпинделя, мм	500
Способ подачи шпинделя	Гидравлический
Максимальное усилие подачи, кН:	
вниз/вверх	30/40

Максимальная скорость подачи, м/мин:	
вниз/вверх/быстро вверх	2,5/1,2/4,5
Проходное отверстие зажимного патрона, мм	53
Лебедка станка	
Максиальное усилие на 1-й скорости, кН	32
Номинальное усилие на 1-й скорости, кн	20
Скорость подъема бурового снаряда, м/с	0,69; 1,25; 2,25; 3,5; 5,15
Диаметр барабана, мм	210
Диаметр каната, мм	13
Давление в гидросистеме, МПа:	
рабочее/максимальное	5/6
Управление	Ручное
Вместимость маслобака, л	54
Способ освобождения устья скважины	Отодвигание станка
Мачта	
Грузоподъемность на кронблоке, кН:	
номинальная/максимальная	40/64
Высота мачты от пола до оси кронблока, мм	9900
Длина свечи, м	6,2
Привод бурового станка	Электродвигатель А4-160-443, исполнение М201, N=15 кВт, n = 1450 мин$^{-1}$
Привод бурового насоса НБ-120/40С	Электродвигатель А4-132-443, исполнение М101, N=т, n=1500 мин$^{-1}$

Разработчик - СКБ "геотехника"
Изготовитель - ЗАО Машиностроительный завод имени В.В. Воровского

Буровые установки УКБ-4 имеют две основные модификации - передвижную (с индексом "П") и самоходную (с индексом "С"). В состав установок типа УКБ-4 входит буровой станок СКБ-4.

Самоходная буровая установка УКБ-500С имеет в качестве привода дизельный двигатель Д-144 мощностью 29,3 кВт, транспортная база установки - МАЗ-5334 (Урал-375Е). Самоходная буровая установка УКБ-4С имеет транспортную базу Урал-4320. Техническая характеристика буроых установок приведена в табл. 6.32.

Самоходная буровая установка УКБ-4С предназначена для бурения вертикальных и наклонных геологоразведочных скважин глубиной до 300 и 500 м с конечным диаметром бурения 93 и 59 мм соответственно. Все механизмы установки смонтированы на общей раме, закрепленной на шасси грузового автомобиля "Урал-4320". В комплект установки входят: буровой станок СКБ-4, буровой насос НБЗ-120/40, трубораворот РТ-1200 и транспортная база "Урал-4320". Оборудование установки защищено от действия атмосферных осадков укрытием - металлическим каркасом, облицованным снаружи стальным листом, а изнутри - пластиком. Между стальным листом и пластиком проложен утеплитель.

Таблица 6.32

Технические характеристики буровых установок УКБ-4 и УКБ-500С

Основные показатели	УКБ-4	УКБ-500С
Буровой станок	СКБ-4	СКБ-4
Глубина бурения, м, коронками диаметром:		
93	300	300
59	500	500
46	-	700
Начальный диаметр бурения, мм	151	151
Угол наклона скважины, градус	0-360	90
Диаметр бурильных труб, мм	42; 50; 54	42; 50; 54
Частота вращения шпинделя:		
правая, мин$^{-1}$	155; 280; 390; 435; 640; 710; 1100; 1600	
левая, мин$^{-1}$	90; 228	
Максимальное усилие подачи, даН		
вниз	4000	4000
вверх	6000	6000
Длина хода подачи, мм	4000	4000
Грузоподъемность лебедки, даН:		
номинальная	2500	2500
максимальная	3200	3200
Длина свечи, м	-	9,0
Высота мачты, м	-	12,7
Привод станка	Электродвигатель А02-71-4	Д-144
Мощность привода, кВт	22	29,3
Транспортная база установкн	-	МАЗ-5334 (Урал-375Е)

Передвижная буровая установка УКБ-4П представляет собой комплекс бурового и энергетического оборудования, сведенный в один технологический блок, перевозимый без разборки железнодорожным транспортом и по автомобильным дорогам.

Буровой станок СКБ-4 с вращателем шпиндельного типа имеет моноблочную конструкцию с продольным расположением лебедки и единым приводом на вращатель и лебедку.

Буровой станок колонкового бурения СКБ-41 предназначен для бурения с поверхности вертикальных и наклонных геологоразведочных скважин вращательным способом. Станок обеспечивает бурение геологоразведочных скважин на наиболее выгодных режимах алмазными и твердосплавными коронками, чему способствует широкий диапазон скоростей вращения шпинделя от 145 до 1500 об/мин.

Станок изготавливается с приводом от электродвигателя переменного тока. Подача инструмента на забой гидравлическая. На станке используется механизм свинчивания РТ-1200М.

Буровой станок ЗИФ-650М, выпускается с 1949 года, прошел ряд модификаций и в настоящее время выпускается под шифром СКТО-65. Станок имеет один гидропатрон, без автоперехвата. Выпускается в двух исполнениях с приводом от электродвигателя и дизеля.

Буровой станок СКБ-5 является шпиндельным станком моноблочной компоновки с продольным расположением лебедки и системой гидравлической подачи бурового инструмента. Объединяющим элементов конструкции станка, на котором собраны все узлы станка, служит корпус коробки передач. На корпусе установлены: вращатель, лебедка, тормоза спуска и подъема, фланцевый электродвигатель привода станка и муфта сцепления.

Техническая характеристика бурового станка СКБ-41

Глубина бурения, м	
твердосплавными коронками с конечным диаметром бурения 93 мм	300
твердосплавными коронками с конечным диаметром бурения 59 мм	500
твердосплавными коронками с конечным диаметром бурения 46 мм	700
Начальный диаметр бурения, мм	200
Диаметр ведущей трубы, мм	63,5
Диаметр бурильных труб, мм	42; 50; 54; 55
Диапазон углов наклона вращателя к горизонту , град	90…70
Ход шпинделя, мм	400
Частотв вращения бурового снаряда, мин$^{-1}$	135
правое вращение	145; 250; 370; 400; 580; 660; 1000; 1500
левое вращение	80; 210
Усилие подачи шпинделя вниз, кН	40(60)
Скорость подачи шпинделя вниз (вверх), м/мнн	0…1,1(0…0,83)
Габаритные размеры, мм	1830x1200x1800
Разработчик – ВИТР	
Изготовитель – ОАО Машиностроительный завод «Арсенал»	

В обоих станках СКТО-65 и СКТО-75 свинчивание и развинчивание труб механизировано с помощью труборазворота РТ-1200М. Конструктивными особенностями их являются: широкий диапазон регулирования частоты вращения шпинделя и барабана лебедки, пружинно-гидравлический зажимной патрон с дистанционным управлением; герметично закрытый планетарный редуктор лебедки, работающий в масляной ванне; постоянно разомкнутая сухая фрикционная двухдисковая муфта сцепления; автоматическое закрепление станка на раме после окончания перемещения; водяное охлаждение шкива тормоза спуска; механизм блокировки или звуковой сигнализатор при переподъеме грузов на вышечном сооружении; автономный привод масляного насоса гидросистемы. В базовых и корпусных деталях агрегата имеются окна для осмотра или смены отдельных деталей без демонтажа всего агрегата.

Техническая характеристика буровых станков СКБ-5

Глубина бурения, м при конечном диаметре, мм:	
93	500
59	800
Начальный диаметр бурения, мм	151
Угол наклона скважины, градус	90-60
Диаметр бурильных труб, мм	42;50;54;55
Частота вращения шпинделя, мин$^{-1}$	120;260;340;410;540;720;1130;1500
Длина хода шпинделя, мм	500
Максимальное усилие подачи, даН:	
вверх	8000
вниз	6000
Грузоподъемность лебедки, даН:	
номинальная	3500
максимальная	4200
Привод станка	А02-31-4
Мощность привода, кВт	30

Таблица 6.33

Технические характеристики буровых станков СКТО-65 (ЗИФ-650М0 и СКТО-75 (ЗИФ-1200МР)

Глубина бурения в м при конечном диаметре скважины, мм:		
93	650	1500
59	800	2000
Начальный диаметр скважины, мм	200	250
Угол наклона скважины, градус	90-60	90-80
Вращатель:		
тип	Шпиндельный	
частота вращения, мин$^{-1}$	87;118;254;340;576;800	75;136;231;288;336;414
Диаметр проходного отверстия шпинделя, мм	68	78
Диаметр бурильных труб, мм	42;50	50;63,5
Подача инструмента	Поршневая, гидравлическая	
Длина хода подачи, мм	500	600
Максимальная скорость подачи, м/мин:		
вниз	1,29	0,92
вверх	4,41	2,77
Максимальное усилие подачи, кН	80	150
Тип лебедки	Планетарный	

Грузоподъемность лебедки на прямом канате, кН	35	55
Скорость навивки каната на барабан лебедки по второму слою, м/с	0,7-6,25	0,79-6,1
Канатоемкость барабана лебедки, м	65	85
Диаметр каната, мм	17	20,5
Привод станка:		
тип	Электродвигатель А2-72-4/6 (Дизель Д-54А)	Электродвигатель АК-2-901-6
мощность, кВт	30(40)	55
частота вращения вала, $мин^{-1}$	1450(1300)	960
Промывочный насос:		
тип	НБ3-120/40	НБ4-320/63
число	1	2
Габариты станка, мм:		
с электроприводом	2725x1180x2205	3475x1430x1850
с дизельным приводом	3600x1645x2205	
Масса, кг		
станок с электроприводом	2800	5200
станок с редуктором для дизельного привода	3070	-
магнитная станция	131	212
дизельный привод	1350	-
агрегат:		
с электроприводом	4205	-
с дизельным приводом	6095	-
Разработчик и изготовитель - ОАО "Алтайгеомаш"		

Буровой станок СКБ-7 имеет общее принципиальное конструктивное решение, характерное для всех отечественных и большинства зарубежных станков с моноблочной компоновкой, продольным расположением лебедки и групповым приводом механизмов вращения и лебедки.

Таблица 6.34

Технические характеристики буровых станков СКБ-7, СКБ-71 и СКТО-75 (ЗИФ-1200МР)

Параметры	Тип станка				
	СКБ-7	СКБ-7110	СКБ-7111	СКТО-75 (ЗИФ 1200МР)	СКБ-7101
Привод					
Тип	РЭП	РЭП	РЭП	АД	АД
Мощность, кВт	70	70	70	55	55
Лебедка					

Тяговое усилие максимальное, кН	50	50	50	50	45
Скорость намотки каната на барабан, м/с					
максимальная		8,0	8,0	6,1	8,0
минимальная	8,0				
Регулирование скорости намотки	Плавное	Плавное	Плавное	Дискреть. 8 ск.	Дискрет. 5 ск.
Вращатель					
Частота вращения шпинделя:					
диапазон, $мин^{-1}$	0-15001	0-1500 0-870	0-1500 0-570	75-600	80-1000
регулирование	Плавное	Плавное 2 диал.	Плавное 2 диал.	Дискрет. 8 ск.	Дискрет. 10 ск.
Усилие подачи шпинделя, кН:					
вверх	150	150	150	150	150
вниз	120	120	120	120	120
Диаметр проходного отверстия шпинделя, мм	75	75	75	78	78
Длина хода подачи, мм	600	600	600	600	600
Дополнительные устройства					
Гидропатрон	2	2	2	2	2
Автоперехват	Есть	Есть	Есть	-	Есть
Габаритн. размеры, мм					
длина	2900	2900	2900	3500	3400
ширина	1150	1150	1150	1150	1400
высота	2200	2200	2200	2300	2200
Масса, кг	5500	5500	5300	5200	5200
Примечание. АД - асинхронный электродвигатель; РЭП - регулируемый электропривод постоянного тока.					

В модификациях СКБ-71 бурового станка СКБ-7 были внесены следующие усовершенствования: повышен крутящий момент на вращателе и мощности привода; обеспечена возможность одновременно работы вращателя и лебедки; повышена стойкость элементов вращателя; отдельные узлы станка: вращатель, конический редуктор, привод специализированы в зависимости от условий применения.

Буровая установка УКБ-8 предназначена для вращательного бурения вертикальных геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые алмазным и твердосплавным породоразрушающим инструментом конечным диаметром 93 мм на глубину до 2000 м и диаметром 59 мм на глубину до 3000 м. Она может работать в различных климатических усло-

виях при колебании температур окружающего воздуха от 40 до -40°С при высоте над уровнем моря до 1000 м.

Контроль и регистрация технологических и энергетических параметров процесса бурения обеспечиваются контрольно-измерительной аппаратурой "Курс-713" и "Румб".

Техническая характеристика буровой установки УКБ-8

Буровой станок	СКБ-8
Начальный диаметр скважины, мм	295
Диаметр бурильных труб, мм:	
ниппельного соединения	50; 54; 69
муфтового соединения	50; 60,3; 63,5; 73
для съемных керноприемников	55; 70
Угол бурения к горизонту, градус	90
Блок ротора	
Ротор	С бесступенчатым изменением частоты вращения стола
Максимальный крутящий момент, Н·м, не менее	1960
Диаметр проходного отверстия, мм	135
Частота вращения, мин$^{-1}$	60-1200
Допускаемая статическая нагрузка, кН	294
Приводной электродвигатель	Д-812
Мощность двигателя, кВт	75
Основные размеры блока, мм	250x1400x1100
Масса, кг	3900
Блок лебедки	
Лебедка	Планетарная с колодочным тормозом и бесступенчатым изменением скоростей навивки каната
Грузоподъемность на прямом канате, кН:	
наминальная	49,00
максимальная (огранич. реле тока)	58,75
Скорость подъема бурового снаряда, м/с:	
минимальная, не более	0,25
максимальная, не менее	2,00
Подача бурового снаряда при бурении	Плавно регулируемая с поддержанием осевой нагрузки на забое в заданных пределах регулятором подачи
Скорость подачи бурового снаряда, м/ч:	
минимальная, не менее	0,1
максимальная, не менее	25,0
Канат	21,5Г-1-Н-180
Рабочая длина каната, наматываемого на барабан, м	155
Приводной электродвигатель	Д-816
Мощность двигателя, кВт, не более	150
Основные размеры блока лебедки, мм	3600x1300x2000
Масса, кг	6500
Установка буровых насосов	

Тип насосов	НБ-32
Число насосов	2
Главный привод	
Электромашинный преобразователь с приводным электродвигателем переменного тока	АКЗ-315-;
Мощность приводного двигателя, кВт	132
Генератор постоянного тока	П112
Мощность генератора, кВт	190
Масса главного привода, кг	2785
Масса агрегата, кг	23000
Глубина бурения в м при конечном диаметре скважин 93 мм	2000
Начальный диаметр скважин, мм	346
Частота вращения стола ротора, мин$^{-1}$	60-600
Диаметр проходного отверстия ротора, мм	350
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	345
Максимальный крутящий момент на столе ротора при бурении, Н·м, не менее	2940
Габариты блока ротора, мм	2700x1600x1100
Масса блока ротора, кг	4500
Разработчик - ВИТР, ОАО "Алтайгеомаш".	
Изготовитель - ОАО "Алтайгеомаш".	

Установка укомплектована электростанцией ПЭС-15Л, предназначенной для подъема бурового инструмента с забоя скважины в случае отключения электроэнергии. Аварийный подъем осуществляется от электродвигателя автомата подачи, получающего энергию от передвижной электростанции через электромашинный ускоритель (ЭМУ).

6.12. Буровые установки для бурения глубоких скважин

В эту группу включены буровые установки, применяемые, в основном, для глубокого бурения на нефть, газ и гидротермальные источники. Следует иметь в виду, что установки глубокого бурения могут использоваться не только по своему прямому назначению, но и, например, для бурения шахтных стволов (при использовании агрегатов реактивно-турбинного бурения). Кроме того, для бурения структурных и поисковых скважин на нефть и газ могут применяться установки УКБ (на твердые полезные ископаемые), УГБ (на воду) и другие.

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

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

БУ3000БД с пятидизельным приводом применяется для бурения эксплуатационных и разведочных скважин в неэлектрифицированных районах. Она комплектуется на заводе-изготовителе комплексным механизмом АСП для автоматизации спускоподъемных операций, вышкой, основанием и каркасом укрытий. По некоторым параметрам эта установка не соответствует зарубежным образцам, однако превосходит их по степени механизации тяжелых работ.

БУ3000БЭ-1 - модификация БУ3000БД. Благодаря электрическому приводу она имеет более простую кинематическую схему и большую производительность.

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

БУ3000ДГУ и БУ3000ЭУ предназначены для замены установок БУ3000БД, БУ3000БЭ. В качестве базовой модели принята БУ3000ЭУК. В БУ3000ДГУ используются дизель-гидравлические силовые агрегаты СА-10 с дизелем 6ЧН21/21 мощностью 475 кВт вместо дизелей В2-450. В лебедках БУ3000ЭУ используется электромагнитный вспомогательный тормоз вместо гидродинамического. Двухпоршневые насосы двустороннего действия У8-6МА2 замены более эффективными трехпоршневыми одностороннего действия УНБТ-950. Установки БУ3000ДГУ и БУ3000ЭУ в отличие от БУ3000БД и БУ3000БЭ поставляются с основаниями для универсального монтажа и транспортировки.

Буровые установки "Уралмаш 3Д-76" и 4Э-76 служат для нефтегазодобычи. К этим установкам прилагается комплект основного оборудования: талевые механизмы, вертлюги, роторы, лебедки, буровые насосы, приводы лебедки, ротора и буровых насосов. вышку, основание, мостки со стеллажами, оборудование для приготовления и очистки промывочных растворов, комплекс механизмов АСП поставляют потребителю другие заводы.

БУ4000ДГУ-Т предназначена для экспорта в страны с тропическим климатом. Конструктивное исполнение и состав поставки учитывают требования заказчиков.

БУ4000Д-1 и БУ4000Э-1 отличаются от комплексов Уралмаш ЗД-76 и Уралмаш 4Э-76 тем, что буровое оборудование поставляется заводом-изготовителем вместе с буровыми сооружениями, комплексом механизмов АСП, регулятором подачи долота, краном для обслуживания мостков, талевым механизмом с оснасткой 5х6 или 6х7 в зависимости от пожелания потребителя.

БУ5000ДГУ и БУ5000ЭУ имеют комплекс механизмов АСП, регулятор подачи долота, насосы УНБ-600 и буровые сооружения для универсального монтажа и транспортировки. Установка БУ5000ДГУ имеет дизель-гидравлический привод на базе силовых агрегатов СА-10.

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

Комплекс бурового оборудования Уралмаш 600ПЭМ предназначен для плавучих самоподъемных буровых установок типа Уралмаш 6000/60 ПБУ, используемых для бурения скважин при глубине моря до 60 м. Комплект оснащен регулируемым электрическим приводом лебедки, насосов и ротора, комплексом АСП, благодаря которому степень механизации спускоподъемных операций достигает 75%.

Комплект бурового оборудования Уралмаш 6000/200 ППЭМ предназначен для плавучих полупогружных буровых установок, 6000/200 ППБУ, используемых для бурения скважин при глубине моря до 200 м. Комплект оснащен регулируемым электрическим приводом и специальным комплексом для компенсации колебаний талевого механизма, вызванных качкой бурового судна.

БУ6500ДГ-СП предназначена для стационарных морских платформ. В состав установки входят современные буровые насосы УНБ-950 и комплекс механизмов АСП-4МЧ, позволяющий повысить степень механизации спускоподъемных операций до 80%.

Буровая установка Уралмаш 15000 является уникальной и применяется для бурения сверхглубоких разведочных скважин. Ротор, лебедка и буровые насосы имеют раздельный привод от электродвигателей постоянного тока.

Технические характеристики буровых установок приведены в табл. 6.35-6.40, 6.42 комплектация установок - в табл. 6.41, 6.43-6.46.

Таблица 6.35

Технические характеристики буровых установок для глубокого эксплуатационного и глубокого разведочного бурения

Параметры	Классы буровых установок										
Допускаемая нагрузка на крюк, кН	800	1000	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6300	8000
Условный диапазон бурения, м	600-1250	1000-1600	1250-2000	1600-2500	2000-32000	2500-4000	32000-5000	4000-6500	5000-8000	6500-10000	8000-12500
Наибольшая оснастка талевой системы	4x5	4x5	4x5	4x5	5x6	5x6	6x7	6x7	7x8	7x8	7x8
Диаметр талевого каната, мм	22;25	22;25	22;25;28	25;28	28;32	28;32	32;35	32;35	35;38	38;42	42;44
Скоорость подъема крюка при расхаживании обсадных колонн и ликвидации аварий, м/с	0,1–0,2	0,1-0,2	0,1-0,2	0,1-0,2	0,1-0,2	0,1-0,2	0,1-0,2	0,1-0,2	0,1-0,2	0,1-0,2	0,1-0,2
Скорость установившегося движения при подъеме незагруженного элеватора, м/с, не менее	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
Мощность на приводном (входном) валу подъемного агрегата, кВт	200-240	240-300	300-440	440-550	550-670	670-900	900-1100	1100-1475	1475-2200	2200-2950	2500-2950
Проходной диаметр стола ротора, мм	460;560	460-560	520,7;560	560	560	560	700	700	950	950	1260
Мощность на приводном валу ротора, кВт, не более	180	180	180-370	370	370	370	370	440	500	540	540
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	2000	2000	3200	3200	3200	3200	4000	4000	5000	6300	8000
Момент, передаваемый столом ротора, кН*м, не более	30	30	50	50	50	50	80	80	80	120	
Число основных буровых насосов, не менее	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3
Мощность привода бурового насоса, кВт	300;375	300;375	475	475;600;750	475;600;750	475;600;750	600;750;950	600;750;950	950;1180	1180	1180;1840
Наибольшее давление на выходе насоса (в манифольде), МПа	20;21	20	21;25	25;32	25;32	25;32;35	25;32	25;32;35	32;40	40	40;105
Номинальная длина свечи, м	18	18	18;25;27	18;25;27	25;27;36	25;27;36	25;27;36	25;27;36	25;27;36	25;27:36	27;36
Высота основания (отметка пола буровой),м, не менее	3	44	4,4;5,5	4,4;5.5	5,0;5,5	5,0;6,0	6,0	6,7;8,0	6,9;8,0	7,5;8,0	8,5

Примечания.

1. Допускаемая нагрузка на крюк определяется прочностью канатов в оснастке талевой системы. Коэффициент запаса прочности талевого каната при спуске обсадных колонн и ликвидации аварий должен быть не менее 2, а при СПО и бурении - не менее 3.
2. Предельная глубина бурения указана для бурильных труб диаметром 114 мм и массой 1 м - 30 кг.

Таблица 6.36

Технические характеристики буровых установок типов БУ75Бр и БУ2500

Параметры	Бу75БрД-70	БУ75БрЭ-70	БУ2500ДГУ	БУ2500ЭУ
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1000	1000	1600	1600
Условная глубина бурения, м	1600	1600	2500	2500
Общая установочная мощность, кВт	600	1220	900	1710
Наибольшая оснастка талевого механизма	4x5	4x5	4x5	4x5
Диаметр талевого каната, мм	25	25	28	28
Привод буровой установки	Дизель-гидравлический	Переменный ток	Дизель-гидравличес-кий	Переменный ток
Силовые агрегаты	САТ-4М	-	САТ-450	-
Привод лебедки, ротора и насосов	Групповой	Смешанный	Групповой	Смешанный
Двигатели в приводе:				
лебедки	1Д12Б	АКБ-12-39-6	В2-450	СДЗБ-13-42-8
насосов	1Д12Б	СДЗ-12-46-8А	В2-450	СДБО-99/49-8
ротора	1Д12Б	АКБ-12-39-6	В2-450	СДЗБ-13-42-8
Лебедка	БУ-75Бр	БУ-75Бр	ЛБ-750Бр	ЛБ-750Бр
Мощность лебедки, кВт	463,4	320	560	560
Число скоростей подъема	4	4	4	4
Буровой насос	БрН-1	БрН-1	НБТ-600	НБТ-600
Число насосов	2	2	2	2
Мощность насоса, кВт	450	450	600	600
Наибольшее давление на выходе из насоса, МПа	20	20	25	25
Наибольшая идеальная подача насоса, $м^3/с$	0,024	0,024	0,043	0,043
Ротор	Р-450	Р-450	Р560-Ш8	Р560-Ш8
Диаметр проходного отверстия в столе ротора, мм	450	450	560	560
Мощность привода ротора, кВт	150	150	368	368
Статическая грузоподъемность ротора, тс	100	100	250	250
Число скоростей ротора	2	2	4+1 реверсивная	4
Вертлюг	БУ-75	БУ-75	ШВ15-250	ШВ15-250
Статическая грузоподъемность вертлюга, тс	100	100	250	250
Вышка	СБО1В/БУ756р	СБО1В/БУ756р	СБО1-01/БУ2500ДГУ	СБ-01-01/БУ2500ЭУ
Полезная высота вышки, м	37,8	37,8	42,2	42,2
Грузоподъемность вышки, тс	100	100	185	185
Кронблок	БУ-75	БУ-75	КБ5-185Бр	КБ5-185Бр
Грузоподъемность кронблока, тс	110	110	185	185
Наружный диаметр шкивов, мм	800	800	1100	1100
Талевый блок	БУ-75	БУ-75	ТБК4-140Бр	ТБК4-140Бр
Грузоподъемность талевого блока, тс	100	100	140	140
Наружный диаметр шкивов, мм	800	800	1100	1100
Дизель-генераторная станция	ДГ-50-8	ДГ-50-8	ДЭА-100	ДЭА-100
Мощность станции, кВт	50	50	100x2	100x2
Компрессоры:				
с дизельным приводом	КТ-6	КТ-6	КТ-6	КТ-6
с электрическим приводом	КТ-6	КТ-6	КТ-6	КТ-6
Давление воздуха, МПа	0,85	0,85	0,85	0,85
Подача, приведенная к условиям всасывания, $м^3/с$	0,043	0,043	0,043	0,043
Средства механизации и автоматизации:				
подача инструмента	-	-	ТЭП-4500	ТЭП-4500
спуско-подъемных	ПК3-4	ПК3-10	-	-
операций	АКБ-3М2	АКБ-3М2	ПКР-560	АКБ-3М2
Вспомогательный тормоз	ТГ-1000	ТГ-1000	ТЭП-4500	ТЭП-4500
Масса комплекта поставки, кг	133	142	379,7	349,96

Таблица 6.37

Технические характернстики буровых установок типа БУ3000

Параметры	БУ3000БД	БУ3000БЭ	БУ3000ЭУК-1М	БУ3000ДГУ-1	БУ3000ЭУ-1
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1700	1700	2000	200	2000
Условная глубина бурения, м	3000	3000	3300	3200	3200
Общая установочная мощность, кВт	993	1810	1810	2310	1900
Наибольшая оснастка талевого механизма	5x6	5x6	5x6	5x6	5x6
Диаметр талевого каната, мм	28	28	28	28	28
Привод буровой установки	Дизель-гидравлический	Переменный ток	Переменный ток	Дизель-гидравлический	Переменный ток
Силовые агрегаты	-	-	-	СА-10	-
Привод лебедки, ротора и насосов			Смешанный		
Двигатели в приводе:					
лебедки	В2-450	АКБ-13-62-8	АКБ-13-62-8	6Н21/21	АКБ-13-62-8
насосов	В2-450	СДЗБ-13-52-8	СДБО-99/49	6Н21/21	СДЗБ-13-52-8
ротора	В2-450	АКБ-13-62-8	АКБ-13-62-8	6Н21/21	АКБ-13-62-8
Лебедки	У2-2-11	У2-2-11	У2-2-11	У2-2-11	ЛБУ-1200КА
Мощность лебедки, кВт	700	700	700	650	645
Число скоростей подъема	6	6	6	6	6
Буровой насос	У8-6МА2	У8-6МА2	У8-6МА2	УНБТ-950	ЧУНБТ-950
Число насосов	2	2	2	2	2
Мощность насоса, кВт	600	600	600	750	630
Наибольшее давление на выходе из насоса, МПа	25	25	25	32	32
Наибольшая идеальная подача насоса, $м^3/с$	0,051	0,051	0,051	0,046	0,046
Ротор	УР-560	УР-560	УР-560	УР-700	УР-700
Диаметр проходного отверстия в столе ротора, мм	560	560	560	700	700
Мощность привода ротора, кВт	368	368	368	368	368
Статическая грузоподъемность ротора, тс	320	320	320	320	320
Число скоростей ротора	3+1 реверсивная	3	3		
Вертлюг	УВ-250	УВ-250	УВ-250	УВ-250	УВ-0250
Статич. грузопод. вертлюга, тс	250	250	250	250	250
Вышка	ВА-41х170	ВА-41х170	ВМР-45х200	ВМА-45х200	ВМА-45х200
Полезная высота вышки, м	41	41,3	45	45	45
Грузоподъемность вышки, тс	170	170	200	200	200
Кронблок	УКБА-6-200	УКБА-8-200	УКБ-6-200	УКБА-6-200	УКБА-6-200
Грузоподъемность кронблока, тс	200	200	200	200	200
Наружный диаметр шкивов, мм	1000	1000	1000	1000	1000
Талевый блок	УТБА-5-170	УТБА-5-170	УТБА-5-170	УТБА-5-170	УТБА-5-200
Грузоподъемность талевого блока, тс	170	170	170	170	170
Наружный диаметр шкивов, мм	1000	1000	1000	1000	1000
Дизель-генераторная станция	ТМЗДЭ-104С3	ТМЗДЭ-104С3	ТМЗДЭ-104С3	ТМЗДЭ-104С3	ТМЗДЭ-104С3
Мощность станции, кВт	100х2	200	200	100х2	200
Давление воздуха, МПа	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Подача, приведенная к условиям всасывания, $м^3/с$	0,0835	0,0835	0,0835	0,0835	0,0835
Средства механизации и автоматизации:	РПДЭ-3	РПДЭ-3	ТЭП-4500	ТЭП-4500	ТЭП-4500
подача инструмента	АСП-3М	АСП-3М1		АСП-3М1	АСП-3М1
спуско-подъемных	ПКР-560	ПКР-560	ПКР-560	ПКР-560	ПКР-560
операций	АКБ-3М2	АКБ-3М2	АКБ-3М2	АКБ-3М2	АКБ-3М2
Вспомогательный тормоз	УТГ-2-1000	УТГ-2-1000	ТЭП-4500	ТЭП-4500	ТЭП-4500
Масса комплекта поставки, кг	327,41	314,86	542,2		

Таблица 6.38

Технические характеристнки буровых установок типов Уралмаш 3Д-76(4Э-76, 4000Э-1) и БУ4000

Параметры	Уралмаш 3Д-76	Уралмаш 4Э-76	БУ4000Д-1	Уралмаш 4000Э-1
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2250-3000	2250-3000	2250-3000	2250-3000
Условная глубина бурения, м	4000	4000	4400-5500	4400-5500
Общая установочная мощность, кВт	1650	1900	1650	1900
Наибольшая оснастка талевого механизма	5х6	5х6	5х6; 6х7	5х6; 6х7
Диаметр талевого каната, мм	32	32	32	32
Привод буровой установки	Днзельный	Переменного тока	Дизельный	переменного тока
Силовые агрегаты	-	-	-	-
Привод лебедки, ротора и насосов	Групповой	Смешанный	Групповой	Смешанный
Двигатели в приводе:				
лебедки	В2-450АВ	АКБ-114-6	В2-450АВ	АКБ-114-6
насосов	В2-450АВ	СДЗБ-13-52-8	В2-450АВ	СДЗБ-13-52-8
ротора	В2-450АВ	АКБ-114-6	В2-450АВ	АКБ-114-6
Лебедки	У2-5-5	У2-5-5	У2-5-5	У2-5-5
Мощность лебедки, кВт	809	809	690	900
Число скоростей подъема	5	5	5	5
Буровой насос	У8-6МА2	У8-6МА2	УНБ-600	УНБ-600
Число насосов	2	2	2	2
Мощность насоса, кВт	600	600	600	600
Наибольшее давление на выходе из насоса, МПа	25	25	25	25
Наибольшая идеальная подача насоса, $м^3/с$	0,051	0,051	0,051	0,051
Ротор	УР-560	УР-560	УР-560	УР-560
Диаметр проходного отверст. в столе ротора, мм	560	560	560	560
Мощность привода ротора, кВт	368	368	368	368
Статическая грущоподъемность ротора, тс	320	320	320	320
Число скоростей ротора	4	4	4	4
Вертлюг	УВ-250	УВ-250	УВ-320	УВ-320
Статическая грузоподъемность вертлюга, тс	250	250	320	320
Вышка	ВМА-45-250	ВМА-45-250	ВМА-45-250	ВМА-45-250
Полезная высота вышки, м	45	45	45	45
Грузоподъемность вышки, тс	250	250	250	250
Кронблок	УКБ-6-270	УКБ-6-270	УКБА-6-250	УКБА-6-250
Грузоподъемность кронблока, тс	270	270	250	250
Наружный диаметр шкивов, мм	1120	1120	1120	1120
Талевый блок	УТБ-5-225	УТБ-5-225	УТБА-5-200	УТБА-5-200
Грузоподъемность талевого блока, тс	225	225	200	200
Наружный диаметр шкивов, мм	1120	1120	1120	1120
Дизель-генераторная станция	ТМЗ-ДЭ-104-С3	ТМЗ-ДЭ-104-С3	ТМЗ-ДЭ-104-С3	ТМЗ-ДЭ-104-С3
Мощность станции, кВт	100х2	100	100х2	100
Компрессоры:				
с дизельным приводом	К-5М	-	К-5М	-
с электрическим приводом	КСЭ-5М	КСЭ-5М	КСЭ-5М	КСЭ-5М
Давление воздуха, МПа	0,8	0,8	0,8	0,8
Подача, приведенная к условиям всасывания, $м^3/с$	0,0835	0,0835	0,0835	0,0835
Средства механизации и автоматизации:				
подача инструмента	-	-	РПДЭ-3	РПДЭ-3
спуско-подъемных операций	РКР-560 АКМ-3М2	ПКР-560 АКБ-3М2	АСП-3М1 ПКР-560 АКБ-3М2	АСП-3М1 ПКР-560 АКБ-3М2
Вспомогательный тормоз	УТГ-1450	УТГ-1450	УТГ-1450	УТГ-1450
Масса комплекта поставки, кг	168	173	379,7	349,96

Таблица 6.39

Технические характеристики буровых установок типов БУ5000 (6500) и Уралмаш 15000

Параметры	БУ5000ДГУ	БУ5000ЭУ	БУ6500ДГ	БУ6500ЭР	Уралмаш 15000
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2500	2500	4000	4000	5000
Условная глубина бурения, м	5000	5000	6500	6500	15000
Общая установ. мощность, кВт	1852	2320	3000	4480	7500
Наибольшая оснастка талевого механизма	6x7	6x7	6x7	6x7	6x7
Диаметр талевого каната, мм	32	32	35	35	38
Привод буровой установки	Дизель-гидравлический	Переменный ток	Дизель-гидравлический	Переменного тока	Постоянного тока
Силовые агрегаты	СА-10	-	1АДГ-100	-	-
Привод лебедки, ротора и насосов	Групповой	Раздельный	Смешанный	Раздельный	Раздельный
Двигатели в приводе:					
лебедки	6ЧН21/21	СДЗБ-13-42-8	6ЧН26/26	СДБО 99/49/8	П-179-9К
насосов	6ЧН21/21	АКЗ-15-41-8-2	6ЧН26/26	АКСБ 15-69-6-6	МПЭ-800-800
ротора	6ЧН21/21	СДЗБ-13-42-8	6ЧН26/26	ПС 152-5К	МПЭ-800-800
Лебедки	ЛБУ-1100	ЛБУ-1100	ЛБУ-1700Д	ЛБУ-1700Э	ЛБУ-3000
Мощность лебедки, кВт	900	809	1250	1250	2646
Число скоростей подъема	6	6	6	6	Бесступенчатая
Буровой насос	У8-6МА2	У8-6МА2	У8-6МА2	У8-7МА2	УНБ-1250
Чнсло насосов	2	2	3	3	3
Мощность насоса, кВт	600	600	825	825	1250
Наибольшее давление на выходе из насоса, МПа	25	25	32	32	40
Наибольшая идеальная подача насоса, $м^3/с$	0,051	0,051	0,052	0,052	0,051
Ротор	УР-560	УР-560	УР-560	УР-560	УР-760
Диаметр проходного отверстия в столе ротора, мм	560	560	560	560	760
Мощность прнвода ротора, кВт	368	368	368	368	400
Статическая грузопод. ротора, тс	320	320	320	320	400
Число скоростей ротора	3+1 реверсивная	3	3+1 реверсивная	Бесступенчатая	
Вертлюг	УВ-250	УВ-250	УВ-320	УВ-320	УВ-450
Вышка	ВМА-45-250	ВМА-45-250	ВА-45-320	ВА-45-320	ВБА-58-400
Полезная высота вышки, м	45	45	45	45	58
Грузоподъемность вышки, тс	250	250	320	320	400
Кронблок	УКБА-7-320	УКБА-7-320	УКБА-7-400	УКБА-7-400	УКБА-7-500
Грузоподъемность кронблока, тс	320	320	400	400	500
Наружный диаметр шкивов, мм	1250	1250	1400	1400	1510
Талевый блок	УТБА-6-250	УТБА-6-250	УТБА-6-320	УТБА-6-320	УТБА-6-400
Грузоподъем. талевого блока, тс	250	250	320	320	400
Наружный диаметр шкивов, мм	1250	1250	1400	1400	1510
Дизель-генераторная станция	АСДА-200	ТМЗ-ДЭ-104-С3	АСДА-200	АСДА-200	АСДА-200
Мощность станции, кВт	200x2	100	200	200	200
Компрессоры:					
с дизельным приводом	К-5М	-	К-5М	-	-
с электрическим приво-	КСЭ-5М	КСЭ-5М	КСЭ-5М	КСЭ-5М	ВШ 6/10

дом Давление воздуха, МПа Подача, приведенная к условиям всасывания, $м^3/с$ Средства механизации и автоматизации: подача инструмента спуско-подъемных операций	0,8 0,0835 РПДЭ-3 АСП-3М1 ПКР-560 АКБ-3М2	0,8 0,0835 РПДЭ-3 АСП-3М4 ПКР-560 АКБ-3М2	0,8 0,0835 РПДЭ-3 АСП-3М5 ПКР-560 АКБ-3М2	0,8 0,0835 РПДЭ-3 АСП-3М1 ПКР-560 АКБ-3М2	1 0,075-0,1 РПДЭ-3-300 АСП-6 ПКР-300М АКБ-3М-300
Вспомогательный тормоз	ЭМТ-4500	ЭМТ-4500	УТГ-1450	УТГ-1450	Двигатели лебедки
Масса комплекта поставки, кг	635	608	790	748	1843; 2110

Таблица 6.40

Технические характеристнки буровых установок кустового бурения серин ЭК-БМ

Наименование параметров	Значение параметров для установок			
	БУ 3200/200 ЭК-БМ	БУ 3900/225 ЭК-БМ	БУ 4000/250 ЭК-БМ	БУ 4500/270 ЭК-БМ
Допускаемая нагрузка на крюке, кН(тс)	2000(200)	2250(225)	2500(250)	2700(270)
Условная глубина бурения, м	3200	3900	4000	4500
Скорость подъема крюка, м/с	0,0		1,6	
Расчетная мощность на входе в лебедку, кВт	750		900	
Отметка пола буровой, м	8,5		9,89	
Просвет для установки сборки превенторов, м	6,5		7,89	
Диаметр талевого каната, мм	28	28 (с мет.сердечником)	32	
Оснастка талевой системы	5*6			

Диаметр отверстия в столе ротора, мм	7000			
Расчетная мощность привода ротора, кВт	630			
Максимальная статическая нагрузка на стол ротора, кН	5000			
Статический крутящий момент на столе ротора, кН·м	57…65			
Частота вращения стола ротора, обеспеч. приводом, $мин^{-1}$	0,0…200			
Мощность бурового насоса, кВт	950			
Мощность дизель-электрического агрегата, кВт	200			
Расстояние между скважинами в кусте, м	5…15			
Удельное давление направляющих на грунт, $кгс/см^2$				
Полезный объем раствора циркуляц. системы в эшелоне, $м^3$	160…200	160	200	
Количество ступеней очистки, шт.	4			
Условный проход манифольда, мм	76…100			

Таблица 6.41

Комплектация буровых установок кустового бурения серии ЭК-БМ

Узлы, агрегаты и механизмы буровых установок	Комплектность для типоразмеров буровых установок			
	БУ 3200/200 ЭК-БМ	БУ 3900/225 ЭК-БМ	БУ 4000/250 ЭК-БМ	БУ 4500/270 ЭК-БМ
Силовые органы для создания нагрузок на инструмент при бурении				
Ротор, тип	Р-700			
Регулятор подачи долота, тип	РПДЭ в составе буровой лебедки			
Привод РПДЭ	Электродвигатель постоянного тока мощностью 90 кВ			
Спускоподъемный комплекс				
Буровая лебедка, тип	ЛБУ-750-СНГ		ЛБУ-900 ЭТ-3А	
Количество основных электродвигателей, шт.	Один			
Элементы талевый систем: Кронблок, тип	УКБ-6-300		УКБ-6-325	
Крюкоблок, тип	УТБК-5-225		УТБК-5-270	
Наружный диаметр шкивов, мм	1000		1120	
Механизм крепления неподвижного конца талевого каната	Имеется			

Устройство захвата труб для подъема	Комплект штропов 250х2000, ручные элеваторы			Комплект штропов 270х2000, ручные элеваторы
Клиновый щзахват, тип	ПКР560М-ОР			
Пневмораскрепитель, шт	1			
Ключ буровой автоматический, тип	АКБ-4	АКБ-4 КБГ-2	АКБ-4	КБГ-2 По доп. соглашению
Гидравлическая система очистки забоя				
Устройства для приготовления и очистки раствора	ЦС 3200/200ЭК-БМ	ЦС 3900/225 ЭК-БМ	ЦС 4000/250 ЭК-БМ	ЦС 4500/270 ЭК-БМ
Буровые насосы, тип	УНБТ-950А2			
Количество буровых насосов, шт.	2			
Степень регулирования подачи, %	100			
Вертлюг, тип	УВ-250МА		УВ-270МА	
Манифольд нагнетательный	Комплект			
Стояк манифольда	Одинарный			Двойной
Буровые сооружения				
Основания вышечно-лебедочного блока	Рамы модулей, образующих вышечно-лебедочный блок. Площадки, образующие второй пол ВЛБ, имеют теплоизоляцию			
Основания блоков ЦС, насосов, электрооборудования	Рамы модулей, образующих соответствующие блоки, рамы первого этажа модулей ЦС и насосов, имеют теплоизоляцию			
Вышка, тип	УМ45/225-Р		УМ45/250-Р	УМ45/270-Р
Устройство для перемещения	Гидравлического типа на колесах и роликах по рельсам направляющих балок			
Максимальная высота выравнивания на каждую сторону, мм	500			
Оборудование для механизацин трудоемких вспомогательных работ				
Для обслуживания мостков	Кран консольно-поворотный 3,2-8-3К-У1, 1 шт.			
Для обсл. мостков и буровой площадки	Лебедка вспомогательная ЛВ-50 В			
Для обслуживания модуля пневмокомпенсаторов	Кран консольно-поворотный г/п 0,2 т - 1 шт.			
Для обслуживания буровых насосов	Кран консольно-поворотный г/п 1,0 т - 2 шт.			
Для обслуживания модулей приготовления и подпорных насосов	Таль электрическая передвнжная г/п 2 т - 2 шт.			
Для обслуживания ПВО на устье скважины	Таль ручная передвижная г/п 5 т - 2 шт.			г/п 8 т - 2 шт.
Монорельс для подвески тали г/п 5 т - 2 шт.	Для подачн ПВО к устью скважины			

Для обслуживания компрессорного блока	Монорельс с ручной передвижной палью г/п 1 т - 1 шт.
Для обслуживания шнекового транспортера и вертикальных шламовых насосов при забуривании скважины	Таль ручная передвижная г/п 3,2 т - 2 шт.
Подача труб на стеллажах	Приемный мост с механизмом подачи труб со стеллажей на горизонтальную часть
Длина прнемного моста, м	14
Ширина, м	2
Механизм подачи труб	Шлепперного типа
Прнвод механизма подачи	Пневмоцилиндры
Угол наклона желоба	40
Прнводы буровых установок	
Приводы роторов, буровой лебедки, буровых насосов	Индивидуальные от электродвигателей постояниого тока, питаемые от тиристорных преобразователей
Тип трансмнссии прнвода буровой лебедки	Зубчатая даухскоростная коробка передач
Трансмиссия привода ротора	Карданная передача
Трансмиссия привода насоса	Клиноремениая передача
Системы управления	

Таблица 6.42

Технические характеристики стационарных буровых установок Уралмашзавода

Параметры	Тип буровой установки										
	НБО-Д	НБО-Э	БОЗД86-1	БУЗД86-2	БУ3200200ДГУ-1М, БУ3200\200ДГУ-1У, БУ3200\200ДГУ-Т	БУ5000\320ДГУ-1, БУ5000\320ДГУ-1т	БУ5000\320ЭР	БУ5000\320ЭР-О	БУ6500\400ЭР	БУ5000\450ЭР-Т	БУ8000\500ДЭР
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2250	2250	3200	3200	2000	3200	3200		4000	4500	5000
Условная глубина бурения, м	3600	3600	5000	5000	3200	5000	5000		6500	5000	8000

Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	0,19	0,18	0,16	0,16	0,2	0,2	0,1-0,2	0,1-0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Скорость подъема элеватора (без нагрузки), м/с, не менее	1,58	1,5	1,43	1,43	1,5	1,82	1,6	1,6	1,5	1,6	1,6	1,6
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	710	700	690	690	670	1100	1100	1475	1100	1500	1500	1500
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700	700	700	700	700	700	700	700	700	950	950	950
Расчетная мощность привода ротора, кВт, не более	370	370	218	218	280	370	370	440	440	440	440	440
Мощность бурового насоса, кВт	600	600	600	600	950	950	950	950	1180	1180	1180	1180
Вид привода	Д	Э	Д	Д	ДГ	ДГ	ЭР	ЭР	ЭР	ДЭ	ДЭ	ДЭ
Площадь подсвечников при размещении свечей диаметром 114 мм, м^2	-	-	4000	4000	4000	6000	6000	800	6500	10000	10000	10000
Высота основания (отметка пола буровой), м	-	-	6,5	6,5/8,0	6,0	8,0	8,0	8	8	10	10	10
Просвет для установки стволовой части превенторов, м	-	-	5,2	5,2/6,7	4,7	6,7	6,7	6,7	6,7	8,5	8,5	8,5

Таблица 6.43

Комплектация стационариых буровых установок с дизельным приводом

Механизмы и агрегаты	НБО-Д	БУ3Д86-1	БУ3Д86-2
Лебедка буровая	ЛБУ-1200	ЛБУ-1200Д-1	ЛБУ-1200Д-II
Насос буровой	УНБ-600А	УНБ-600А	УНБ-600А
Ротор	Р-700	Р-700	Р-700
Кронблок	УКБ-6-270	УКБ-7-400	УКБ-7-400
Талевой блок	УТБ-5-225	УТБ-6-320	УТБ-6-320
Крюкблок	УТБК-5-225	УТБК-6-320	УТБК-6-320
Вертлюг	УВ-250	УВ-320МА	УВ-320МА
Вышка	-	-	ВМР-45 х 320-1
Основание	-	Имеется	
Привод основных механизмов[1]	Лебедки, ротора и одного бурового насоса: групповой от 3-х дизелей В2500 ТК-С4 Второго бурового насоса: Групповой от 2-х дизелей В 2500 ТК-С4		
Циркуляционная система[2]	Не поставляется	Имеется	

1. Допускается по требованию заказчика любая комплектация дизелями: СА 30, Caterpillar.
2. Циркуляционная система может поставляться в любой комплектации, включая оборудование зарубежных фирм.

Таблица 6.44

Комплектация стационариых буровых установок типов БУ5000 (6500, 8000)

Узлы, агрегаты и механизмы установок	Типоразмеры буровых установок		
	БУ5000/320 ЭР (ДЭР)	БУ6500/450 ДГ	БУ8000/500ДЭР
Силовые органы для создания нагрузки на инструмент при бурении			
Ротор	Р-700 с клиновым захватом		
Механизм подачи долота	Вспомогательным электродвигателем буровой лебедки		
Спуско-подъемный комплекс			
Буровая лебедка	ЛБУ37-1100	ЛБУ37-1100Д-1	ЛБУ1500-ЭТ-3
Кронблок	УКБА-6-400	УКБА-7-500	УКБА-7-600
Талевый блок	УТБА-5-320	УТБА-6-450	УТБА-6-500
Комплекс механизмов АСП	АСП-3М4	АСП-3М5	АСП-3М5-500
Механизм крепления каната	МКК		
Клиновой захват	ПКР БО 700		
Пневмораскрепитель	Имеется		
Ключ буровой	АКБ-4	АКБ-4	КБГ-2
Расстановка бурильных свеч	Механизированная		
Система циркуляции бурового раствора (система очистки забоя)			
Буровые насосы	УНБТ-950А	УНБТ-950А	УНБТ-1180А1
Манифольд	Имеется		
Вертлюг	УВ-320МА	УВ-450МА	УВ-450МА
Устройство приготовления бурового раствора	Имеется		

Продолжение табл. 6.44

Устройство очистки и хранения бурового раствора	ЦС 5000ЭР	ЦС 6500	ЦС 8000ЭР
Буровые сооружения			
Основание	Имеется		
Вышка	ВМП-45х320	УМ4-45/450-АР	УМ45/500 АР
Средства монтажа и транспортирования	Кран КС-6232 г/п 40 т; два крана г/п 25 т; кран типа К 162 с вылетом стрелы не менее 15 м; автоподъемник типа МР-20 с поворотной платформой, трактор Т-100 и др. механизмы		
Оборудование для механизации	Коисольио-поворотные краны, червячные тали, вспомогательиая лебедка, механизированный приемный мост		
Привода буровых установок	Индивидуальный от двигателей постоянного тока	Групповой дизель-гидравлический	Индивидуальный от двигателей постоянного тока
Системы управления	Электрическая и пневматическая		
Система жизнеобеспечения			
Укрытия	Утепленные		
Отопление	Паровоздушное		
Освещение	Основное и аварнйиое		
Водоснабжение	Имеется трубопровод		

Таблица 6.45

Комплектация стациоиарных буровых устаиовок и иаборов бурового оборудования с дизель-гидравлическим приводом

Механизмы и агрегаты	БУ3200\200ДГУ-1М БУ3200\200ДГУ-1V БУ3200\200ДГУ-1Т	БУ5000\320ДГУ-1 БУ5000\320ДГУ-1Т	БУ6500\450ДГ
Лебедка буровая	ЛБУ22-720	ЛБУ37-1100Д	ЛБУ37-1100Д-1
Насос буровой	УНБТ-950А	УНБТ-950А	УНБТ-950А
Ротор	Р-700	Р-700	Р-700
Комплекс механизмов АСП	АСП-3М1	АСП-3М4	АСП-3М5-450
Кронблок	УКБА-6-250	УКБА-6-400	УКБА-7-500
Талевой блок	УТБА-5-200	УТБА-5-320	УТБА-6-450
Вертлюг	УВ-250МА	УВ-320МА	УВ-450МА
Вышка	ВМА	ВМА	УМ-4-45\450-АР
Привод основных механизмов	Лебедки, ротора и буровых насосов: групповой от трех силовых агрегатов типа СА-10	Лебедки, ротора и буровых насосов: групповой от 4-х силовых агрегатов типа СА-10	Лебедки, ротора и 2-х буровых насосов: групповой от 4-х силовых агрегатов типа СА-10; 3-го насоса - от 2-х СА-10
Циркуляционная система	ЦС3200-YI ЦС3200ДГУ-1Т	ЦС5000ДГУ-1 ЦС5000ДГУ-1Т	ЦС6500

Таблица 6.46

Комплектация стационарных буровых установок и наборов бурового оборудования с электроприводом

Механизмы и агрегаты	НБО-Э	БУ3200/200 УЭ-1	БУ5000/320 ЭР-О	БУ5000/450 ЭР-Т	БУ6500/400 ЭР	БУ8000/ 500ЭР 8000/500ДЭР	БУUNOC 500DE
Лебедка буровая	ЛБУ-1200	ЛБУ 22-720	ЛБУ 37-1100	ЛБУ 42-1100Т	ЛБУ 2000ПМ	ЛБУ 1500ЭТ-3	ЛБУ 3000М1
Насос буровой	УНБ600А	УНБТ-950А	УНБТ-950А	УНБТ-1180А1	УНТБ-950А	УНТБ-1180А1	УНБТ-1180А1
Ротор	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700	Р-700
Комплекс механизмов АСП	-	АСП-3М1	АСП-3М4	-	АСП-3М5	АСП-3М6	АСП-3М6
Кронблок	УКБ-6-270	УКБА-6-250	УКБА-6-400	УКБ-7-500	УКБА-7-500	УКБА-7-600	УКБА-7-600
Талевый блок	УТБ-5-225	УТБА-5-200	УТБА-5-320	-	УТБА-6-400	УТБА-6-500	УТБА-6-500
Крюкоблок	-	-	-	УТБК-6-450	-	-	-
Вертлюг	УВ-250	УВ-250МА	УВ-320МА	УВ-450МА	УВ-450МА	УВ-450МА	УВ-450МА
Вышка	-	ВМА 45-200-2	ВМА 45-320	ВУ 45-450	УВ 45-400А	УМА-45/500А	УВ 45-500А
Привод основных механизмов	Лебедки и ротора АКБ-13-62-8-УХЛ2 буровых насосов СДБМ 99/46-8-УХЛ2	Лебедки и ротора АКБ 13-62-8-УХЛ2 буровых насосов АКСБ-15-54-6-УХЛ2	От электрических двигателей 4ПС-450-1000УХЛ2	Лебедки, ротора и буровых насосов от двигателей 4ПС-450-1000УХЛ2	Лебедки-ДП399/85-6КМ2 ротора и буровых иасосов 4ПС-450-1000УХЛ2	От электрических двигателей 4ПС-450-1000УХЛ2	Лебедки - ДП399/85-6КМ2 ротора и буровых насосов 4ПС-450-1000УХЛ2
Циркуляционная система	-	ЦС3200-01У1	ЦС5000ЭР	ЦС5000	ЦС6500ЭР	ЦС8000ЭР	Фирма Tri-Floe

Технические характеристики основных механизмов и основного бурового оборудования скважин глубокого бурения представлены в табл. 6.47-6.53.

Таблица 6.47

Технические характеристики буровых роторов

Параметры	У7-520-3 без ПКР	У7-520-3 с ПКР-У7	У7-560-6 без ПКР	У7-560-6 с ПКР-Ш8	У7-760 с ПКР
Максимальная статическая нагрузка, тс	200	200	320	320	400
Номинальная нагрузка на стол ротора, тс	-	130*	200	130*	300
Максимальная передаваемая мощность, кВт	368	368	368	368	368

Продолжение табл. 6.47

Рабочий момент на столе ротора при 100 мин$^{-1}$, тс·м	-	-	30	30	35
Максимальный момент на столе ротора (при ловильных операциях), тс·м	30	30	50	50	60
Максимальная частота вращения стола ротора, мин$^{-1}$	250	250	250	250	230
Проходное отверстие в столе ротора, мм	520	520	560	560	760
Расстояние от середины цепного колеса до центра ротора, мм	1370	1370	1370	1370	1650
Зубчатая передача, коническая, косозубая, с передаточным отношением	3.22	3,22	3,62	3,62	3,13
Число зубьев ведущей шестерни	18	18	18	18	23
Число зубьев венца	58	58	65	65	72
Число зубьев сменных цепных колес для двухрядной втулочно-роликовой цепи с шагом 50,8 мм	21, 19, 25	21, 19, 25	-	-	19,32
Номер роликоподшипников быстроходного вала	3634	3634	32634; 7358	3234; 7358	3636
Размеры подшипников, мм	170x360x 120	170x360x 120	170x360x 120 190x340x98	170x360x 120 190x340x98	180x380x 126

Продолжение табл. 6.47

Номер шарикоподшипников основной опоры стола ротора	91682/ 670	91682/ 670	91682/ 750	91682/ 750	Шар диаметром 76,2мм, 34шт.
Размеры подшипника, мм	670x900x 140	670x900x 140	750x1000x 150	750x1000x 150	
Шарикоподшипники вспомогательной опоры стола ротора	71582/800	76682/800	1681/670	1681/670	Шар диаметром 76,2мм, 36шт.
Размеры подшипников, мм	800x1060x 118	800x1060x118	670x800x 105	670x800x 105	
Смазка подшипников и зубчатого зацепления	Жидкая, заливная разбрызгиванием				Жидкая принудительная
Стопорение стола ротора	Через приводной вал		Непосредственно стола ротора		Через приводной вал
Тип пневматического клинового захвата	Нет	ПКР-У7	Нет	ПКР-Ш8	ПКР-300
Зажимы под ведущую трубу, мм	102, 127, 152	102, 127, 152	102, 127, 152	102, 127, 152	102, 127
Габаритные размеры, мм:					
длина	2250	2250	2300	2650	2620
ширина	1430	1430	1630	1630	1880
высота	750	750	750	750	800
Общая масса, т	5,1	6,8	5,8	7,2	10,7

Техиическая характеристика пиевматического клинового захвата ПКР-560

Ход клиньев, мм	422
Диаметр цилиндра, мм	200
Рабочее давление сжатого воздуха, МПа	0,7-0,9
Условные диаметры захватываемых труб	73, 89, 114, 140, 146, 168, 127
Грузоподъемность, тс	
номинальная	200
максимальная	320
Габаритные размеры, мм	1500x1490x820
Масса, кг:	
клинового захвата	1415
полного комплекта	1935

Техническая характеристика пиевматического клинового захвата ПКРО-560

Грузоподъемность, тс	
номинальная	200
максимальная	320
Условные диаметры захватываемых труб, мм	194, 219, 245, 273, 299, 324
Приводная часть	Рычаг, пневмоцилиндр и кран управления (используются от клинового захвата для бурильных труб)
Габаритные размеры, мм	700x700x1488
Масса, кг:	
клинового захвата в сборе	892
полного комплекта	1785

Таблица 6.48

Технические характеристики пневматических клиновых захватов

Параметры	Марка клинового захвата		
	ПКР-У7	ПКР-Ш8	ПКР-300
Диаметр пневматического цилиндра, мм	200	200	200
Ход цилиндра, мм	255	255	290
Рабочее давление сжатого воздуха, МПа	0,7-0,8	0,7-0,8	0,6-0,9
Клинья:			
комплекты из четырех клиньев для работы с трубами, мм	114; 146; 141; 168	114; 146; 168	-
бурильными	-	-	114; 141
утяжеленными	-	-	114; 141
обсадными	-	-	219; 298
Максимальное проходное отверстие, мм	205	205	560
Допустимая нагрузка на трубы с толщиной стенки 8 мм при работе с клиньями, имеющими зубчатую поверхность, тс:			
трубы из стали группы прочности Д	90	90	90
трубы из стали группы прочности Е	125	125	130
трубы из стали группы прочности Л	145	145	150
трубы из стали группы прочности М	160	160	175
Максимальное расстояние кольца от опоры ротора, мм	614	654	624
Ход клиньев, мм	404	404	544
Общая масса, кг	1645	1360	4410

Таблица 6.49

Техиические характеристики гидродинамических тормозов

Показатели	Тип тормоза	
	УТГ-1450	1450-М
Активный диаметр ротора, мм	1450	1450
Максимальный тормозной момент при 200 мин$^{-1}$, кН·м	90	90
Максимальный тормозной момент при 1500 мин$^{-1}$, кН·м	75	75
Число роторов	1	1
Рабочая жидкость	Вода	Вода
Опоры вала:		
роликоподшипники радиальные, сферические, двухрядные:		
номер	3538	113536
размеры, мм	190x340x92	180x320x86
роликоподшипник с короткими цилиндрическими роликами:		
номер	-	42536
размеры, мм	-	180x320x86
Посадочный конец вала:		
размеры	10x145x160	10x145x160
исполнение	Шлицевое	Шлицевое
Расстояние от основания стойки до оси вала, мм	895	895
Габаритные размеры, мм:		
высота	1870	1870
ширина в плоскости вращения	1680	1710
ширина вдоль оси вращения	1533	1433
Масса (без смазки и рабочей жидкости), кг	5150	5210
Объем бака гидротормоза, м^3	0,8	0,8
Регулирование уровней воды в баке	Ступенчатыми клапанами	Переливными клапанами
Габаритные размеры бака, мм	2466x1094x1962	1010x1010x440
Масса (без рабочей жидкости), кг	426	440

Техническая характеристика буровой лебедки ЛБУ-1100М1

Максимальная мощность на барабане, кВт	809
Максимальное натяжение подвижного конца талевого каната, тс	25
Максимальный диаметр талевого каната, мм	32
Количество скоростей, передаваемых на подъемный вал	6
Количество скоростей, передаваемых на ротор:	
прямых	3
обратных	1
Размеры бочки подъемного барабана, мм:	

диаметр	750
длина	1350
Тормоз подъемного вала	Ленточный простой с уравновешивающим балансиром
Рабочая поверхность шкивов, мм:	
диаметр	1450
ширина	250
Размеры тормозных колодок, мм:	
длина	250
ширина	120
толщина	32
Число тормозных колодок на каждой ленте	26
Угол охвата, градус	322
Управление	Пневматическое
Тормоз вспомогательный, электромагнитный, тип	ЭМТ-4500
Тормозной момент номинальный, кН·м	45
Регулятор подачи долота, тип	РПДЭ-111
Передачи цепные	Цепи приводные роликовые 2ПР-50, 8045 400 и ЗПР-50 8-68-100
Муфты включения оперативные	Шнчно-пневматические
Конструктивное выполнение основных передач	Закрытые ванны
Способ смазки	Разбрызгивание под давлением
Габаритные размеры, мм:	
длина	7780
ширина	4420
высота	2430
Масса (теоретическая) с электрооборудованием, кг	39970

Таблица 6.50

Краткие техиическне характеристики буровых лебедок

Наименование параметров	ЛБУ-1200	ЛБУ-1200К	ЛБУ22-720	ЛБУ-37-1100Д-1	ЛБУ-1200Д-1	ЛБУ-1200Д-II
Максимальная грузоподъемность, тс	225	200	200	320	200	200
	250				320	320
Расчетная мощность на воде в лебедку, кВт	710	645	670	710	710	710
Диаметр талевого каната, мм	32	28	28	35	32	32
Оснастка	5х6	5х6	5х6	5х6	5х6	5х6
	6х7				6х7	6х7
Число скоростей вращения подъемного вала	5	6	4	4	5	5
Размеры подъемного барабана, мм:						
диаметр	800	650	635	685	800	800
длиа	1030	840	840	1373	1030	1030
Тормозная система	Ленточный тормоз с управляющим балансиром					
Тормоз вспомогательный	Гидродинамический УТГ-1450	Электромагнитный			УТГ-1450	УТГ-1450 или ЭМТ-4500
		ТЭП-4500	ТЭИ-710	ТЭИ-800		
Размеры тормозного шкива, мм						
диаметр	1450	1180	1180	1270	1450	1450
ширина	250	250	250	270	250	250
Привод дополнительный	-	Привод дополни-	РПД***	РПД***	-	Привод дополни-

		тельный**				тельный**
Цепи	2Н-50,8	3Н-50,8	3Н-50,8	4Н-50,8	2Н-50,8	3Н-50,8
		2Н-50,8	2Н-50,8	2Н-50,8		2Н-50,8
		ПР-12,7-1820-1	ПР-12,7-1820-1	6Н-38,1		
		ГОСТ13568-75	ГОСТ13568-75	ПР-12,7-1820-1		
				ГОСТ13568-75		
Муфты	2МШУ-1070	МШУ-1070	МШУ-1070	2МШУ-1070	2МШУ-1070	2МШУК-1070
	МШ-700	2МШ-700	2МШУ-500	МШУ-1070	МШ-700	МШ-700
	2МШ-500	2МШ-500	Зубчатые	2МШУ-500	2МШ-500	2МШ-500
	Кулачковые	Зубчатые		Зубчатые		
Габаритные размеры, мм:						
длина	7250	5750	6854	8333	7407	7430
ширина	3545	3181	3766	3227	2776	2903
высота	2865	2598	2695	2255	2575	2420*
Масса, кг	26547	22800	36400	40450 с системой охлаждения тормоза ТЭИ-800-60	23872	24450 (с УТГ-1450)

*Высота без бака гидродинамического тормоза.

**Привод дополнительный предназначен для подъема и опускания вышки, для подъема бурильных труб и аварийных работ.

***Функции РПД, кроме указанных в дополнительном приводе регулирование подачи долота на забой.

Таблица 6.51

Техиическая характеристика АСП

Тип	Максимальная грузоподъемность, тс	Буровая установка Урпалмаш	Тип вышки	Длина свечи, м	Емкость магазинов и подсвечников, м
АСП-3М1	250	12БД-70 125БЭ-70 125ДГ-II 125Э	ВА-41Х200 ВМА-44Х200	22-29	4200
АСП-4М	250	160ДГ-III 160Э	1ВБА-53Х320	32-38	6000
АСП-4МП	320	ПБУ-6000/60	ВБП-54х320		6900
АСП-5	400	300ДЭ 300Э	3ВБ-58Х300	33-40	8100
АСП-6	400	15000	ВБА-58Х400		2Х18000

Таблица 6.52

Техническая характернстика комплекса механизмов типа АСП

Показатели	АСП-III	АСП-V
Тип буровой установки	БУ-125	БУ-300
Длина свечи, м	29020	34-39
Максимальная грузоподъемность автоматического элеватора, тс	160	400
Грузоподъемность механизма подъема свечи в кН при давлении, МПа:		
0,3		32
0,7	39	74
1	-	105
Максимальный ход стрелы механизма расстановки свечей, мм	4500	4200
Максимальный ход тележки, мм:		
влево	2200	2300
вправо	2200	2300
Привод механизма расстановки свечей двумя электродвигателями переменного тока мощностью каждый, кВт	3,5	3,5

Таблица 6.53

Комплект оборудования комплексов механизмов АСП

Механизмы	Число		Масса, кг	
	САП-III	АСП-V	АСП-III	АСП-V
Универсальный кронблок	1	1	2720	8230
Универсальный талевый блок	1	1	4680	10335
Направляющие канаты	1	1	930	694
Центратор подвижный	1	1	465	510
Механизм захвата свечи	1	1	565	554
Механизм расстановки свечей	1	1	1300	4200
Автоматический элеватор	1	1	1705	4315
Приспособление для подвески вертлюга	1	1	600	815; 2170
Механизм подъема свечи	1	1	1054	1012
Подсвечник	1	1	3390	6000
Магазин для свечей	1	1	1700	Входит в вышку
Хомут-элеватор 101,6 мм	1	1	34	34
Хомут-элеватор 127 мм	1	1	35	35
Ключ АКБ-3М	1	1	С пультом 2572	С пультом 2572
Пневматический клиновой захват	1	1	1340	4410
Пульт управления расстановки свечей	1	1	218	
Пульт управления подъемом свечи	1	1		176
Кран управления пневматическим клиновым захватом	1	1		9
Пульт управления ключом АКБ-3М	1	1		

Техническая характеристика автоматического стационарного бурового ключа АКБ-3М2

Диапазон работы ключа, мм:	108-216
для труб с бурильными замками	114-194
для обсадных труб	
Допустимый износ бурильных замков, мм	9
Частота вращения трубозажимного устройства (при давлении воздуха на входе в пульт 1МПа), мин$^{-1}$:	
максимальная	84
минимальная	80
Номинальный крутящий момент, кН·м	1,2
Максимальный крутящий момент, кН·м:	
при развинчивании	50
при завинчивании без докрепления	18
при завинчивании с одним докреплением	25
Длина хода блока ключа, мм	1000
Давление воздуха в сети (с пульта управления), МПа	0,7-1
Расход воздуха на один цикл работы, м^3	1,2
Габаритные размеры, мм	1655x1013x2388
Габаритные размеры пульта управления	750x415x1300
Масса ключа, кг	2800

Техническая характеристика автоматического элеватора ЭА-320

Грузоподъемность, тс	
номинальная	200
максимальная	320
Диаметры применяемых бурильных труб, мм:	
стальные	89; 114; 127;
легкосплавные	140
	114; 129; 147
Тип приводной рычажной системы	РС-400
Максимальный диаметр замка при максимальном диаметре втулки, мм	195
Диаметры сменных втулок, мм:	
минимальный	160
максимальный	200
Способ крепления клиньев	Быстросъемный
Расстояние между зевами скобы, мм	640
Максимальный диаметр штропа, присоединяемого к себе, мм	95
Габаритные размеры, мм:	
длина	1200
ширина	870
высота	1970
Масса элеватора с втулкой 200-мм без центратора и кольца элеваторного, кг	2475

Техническая характеристика механизма захвата свечи МЗС-4М

Диаметр захватывающих труб в зависимости от номера губки, мм:	
№ 1	89-121
№ 2	114-146
№ 3	140-178
Максимальио допустимая масса свечи, кг	6000
Высота подъема свечи, мм	820-1165
Максимально допустимое расстояние установки свечи ниже уровня, с которого она взята, мм	180-20
Блокировка от внецентрового захвата свечи	Механическая, секторного типа с защелкой
Масса, кг	645

Техиическая характеристика механизма подъема свечи

Внутренний диаметр цилиндра, мм	400
Рабочее давление в цилиндре после регулятора давления, МПа	0,4-0,9
Максимально допустимое давление в цилиндре	1
Грузоподъемность (в кН) при давлении, МПа:	
0,4	37
0,8	74
Ход поршия цилиндра, мм:	
нижнего	500
верхнего	800
вспомогательного	30
Управление	Дистанционное с пульта АСП
Масса, кг	582

6.13. Буровые мачты и буровые вышки

Принципиальной конструктивной разницы между буровой мачтой и буровой вышкой не существует. В том случае, если спускоподъемные операции осуществляются внутри грузоподъемного сооружения под скважиной, его, как правило, называют буровой вышкой (буровой вышкой башенного типа). Если спуско-подъемные операции производятся вне грузоподъемного сооружения, его чаще именуют буровой мачтой (буровой вышкой мачтового типа). Обычно у буровых мачт имеются одна-две опорные стойки (ноги), у буровых вышек - три-четыре.

Буровые мачты трубчатого типа (БМТ) входят в состав буровых установок УКБ-4, УКБ-5 и УКБ-7, рассмотренных выше.

Технические характеристики буровых мачт и буровых вышек приведены в табл. 6.54 – 6.56.

Таблица 6.54

Технические характеристики буровых мачт

Тип мачты	МР УГУ-2	МР УГУ-3	МНБ-650	БМ-2
Грузоподъемность, МН, на:				
кронблоке	0,14	0,20	0,20	0,52
крюке	0,07	0,10	0,10	0,35
укосине	0,014	0,03	-	-
Высота мачты от пола буровой рамы, мм	12	18	18	32
Длина свечи, м	9	14	14	18,5-24,5
Угол наклона мачты к горизонту	90-65	90-75	90-75	90
Талевая оснастка	1x1 или 2x1	1x1 или 2x1	1x1 или 2x1	1x2 или 2x3
Масса мачты, основания бурового корпуса без оборудования, т	6,6	8,5	6,0	21,0
Масса металлоконструкции мачты, м	1,15	2,0	1,76	2,0
Тип бурового корпуса	Деревянный, каркасно-щитовой, утепленный, разборный	Деревянный, крупнопанельный, утепленный, разборный	Деревянный, утепленный, разобранный	Деревянный, крупнопанельный, утепленный
Габариты основания, мм	7400x4000	7400x4000	8300x4600	13000x7400
Высота буровой установки в транспортном положении, мм	4300	4300	4500	-

Таблица 6.55

Технические характеристики буровых вышек (кроме скважин глубокого бурения)

Тип буровой вышки	ВМ-18/15	ВРМ-24/30	В-26/50
Грузоподъемность, МН	0,15	0,3	0,5
Высота до оси кронблока, м	14,0	18,5	18,5
Длина бурильной свечи, м	18,6	23,5	27,6
Размер основания по осям опор, м:			
верхнего	1,63x1,63	1,63x1,63	1,20x1,20
нижнего	5x5	6x6	6,25x6,25
Число поясов	8	10	12
Высота размещения площади верхового рабочего, м	12,2	17,46	17,23
Масса, кг	7000	8800	12800

Таблица 6.56

Технические характеристики буровых вышек глубокого бурения

Параметры	ВМ-40-100 (БУ-75Б р-70)	ВМ-42-140	ВБ-42-200	ВМА-41-170	ВМА-45-200	ВМА-45-250	ВМА-45-320	УВ-45х400А	УВ-45х500А
Тип вышки	Мачтовая		Башенная	Мачтовая				Башенная	
Допускаемая нагрузка, кН	1000	1400	2000	1700	2000	2500	3200	4000	5000
Оснастка талевой системы	4х5	4х5	5х6	5х6	5х6	6х7	6х7	6х7	7х8
Высота, м	40	42	42	41	45	45	45	45	45
Размеры нижней базы, м	6,2	7,2	8х8	9,2	10	10	10	8х11	8х11
Способ расстановки свечей	Ручной				Механизированный				
Масса комплектной вышки, т	16,6	19,3	29,0	26,2	31,7	34,7	40,3	71,6	71,6

6.14. Морские буровые установки

Растущие потребности топлива, и в первую очередь нефти и газа, обусловливают повышенное внимания к проблемам их добычи не только на суше, но и на акваториях морей и океанов. По этой причине последний период времени характеризуется интенсивным развитием добычи нефти и газа на море.

Поисково-разведочные работы на акваториях морей проводятся более, чем в ста странах. Интенсивное развитие морской нефтегазодобычи явилось основой создания новой отрасли нефтяной науки и техники - морского нефтепромыслового дела. В настоящее время около половины всех вновь открываемых месторождений нефти в мире приходится на акватории морей и океанов и около 30 % всей нефтедобычи.

Открытие и вовлечение в разработку новых морских нефтегазовых месторождений полностью зависит от создания и внедрения рациональных конструкций гидротехнических сооружений, предназначенных для бурения разведочных и эксплуатационных скважин: стационарных платформ (СБП) (табл. 6.57), плавучих полупогружных буровых установок (ППБУ) (табл. 6.58), буровых судов (БС) (табл. 6.59) и погружных БУ.

Платформа ППБУ типа катамаран состоит из двух понтонов, соединенных связями, и шести стабилизирующих колонн. Верхняя часть колонн присоединена к корпусу, а нижняя - к понтонам. В рабочем положении верхний корпус находится над поверхностью моря, а понтоны - в подводном положении. Таким образом, наличие колонн обеспечивает снижение волновых нагрузок на платформу в целом.

На главной, основной и верхней палубах размещены: жилой блок, подвышечное основание (портал) с буровой вышкой, буровой лебедкой, ротором с приводами и другим оборудованием. В помещениях палубы (трюмах) находятся силовой блок с дизель-электрическими станциями, электрический блок, буровые насосы, система цементирования и циркуляционная система. Платформа удерживается на устье скважины восемью якорями на цепях, натяжение цепей осуществляется якорными лебедками. Отклонение платформы при бурении и оси скважины от вертикали контролируется приборами через спутниковую связь.

В комплект поставки для морских буровых платформ входит следующее основное буровое оборудование, которое размещается на буровой площадке (портале) и в трюме платформ:

- буровая вышка, оснащённая оборудованием;
- талевая система (талевый блок или крюкоблок, талевый канат и др.);
- вертлюг;
- ротор;
- агрегаты насосные с электроприводами (буровые триплексные насосы мощностью от 750 до 1500 кВт, которые размещаются в трюмах платформ);
- буровая лебедка (с приводами от тихоходных или быстроходных электродвигателей в зависимости от требований заказчика);
- ключ буровой (с гидро- или с пневмоприводом);
- комплект механизмов для осуществления спуско-подъемных операций;
- вспомогательные лебедки;
- компенсаторы вертикальной качки для ППБУ и буровых судов;
- механизм крепления неподвижной ветви талевого каната;
- система верхнего привода;
- комплект электрооборудования (в объёме комплектации узлов и агрегатов поставляемого оборудования) и по требованию заказчика комплект тиристорных преобразователей, освещение вышки и кабели, прокладываемые по ней;
- система приготовления и очистки бурового раствора (ЦС) и манифольд.

Параметры комплектов бурового оборудование для стационарных буровых платформ (СБП) приведены в табл. 6.57.

Таблица 6.57

Параметры комплектов бурового оборудованиия СБП

Наименование параметра	Шифр оборудования		
	НБО-ЭСП	КБО 4000/250 ЭСП	КБО 5000/320 ДГ-СП
Нагрузка на крюке, тс	225	250	320
Глубина бурения, м	4000	5000	6500
Глубина моря, м	200	200	200
Привод механизмов	Переменный ток	Постоянный ток	Дизель-гидравлический
Масса, т	250	270	380
Изготовлено, шт	6	4	6
Место эксплуатации	Каспийское море		

Параметры комплектов оборудования для плавучих полупогружных буровых установок (ППБУ) и буровых судов (БС) представлены, соответственно, в табл. 6.58 и 6.59.

Комплектность основных типов морского бурового оборудования приведена в табл. 6.60.

Таблица 6.58

Параметры комплектов бурового оборудования ППБУ

Наименование параметра	Шифр оборудования		
	КБО 5000/320 ППЭМ	КБО 6500/400	
		ППЭМ	БСЭ
Нагрузка на крюке, тс	320	400	400
Глубина бурения, м	6000	6500	6500
Глубина моря, м	200	300	300
Масса, т	650	635	690
Изготовлено, шт	11	проект	1
Место эксплуатации	Каспийское, Баренцево и Охотское моря	Баренцево, Охотское и Карское моря	

Таблица 6.59

Технические характеристики плавучих и амфибийных установок для бурения разведочных скважин на шельфе

Установка	Глубина бурения, м	Максимальный диаметр скважины, м	Длина, м	Ширина, м	Высота борта, м	Осадка, м	Клиренс вертикальный, м	Водоизмещение, т	Главный двигатель		Скорость хода, узлы	Грузоподъемность мачты, тс	Число якорей
									Число	Мощность, кВт			
Судно „Геолог Приморья"	50	219	35,1	18,2	4,47	3,26	1,47	791	2	220	9,0	30	4
Плавучая буровая установка (ПБУ) „Амур" „Приморец" „Приморец-2"	25	150	13,6	9	1,5	0,8	0,7	40	1	25	-	20	4
	50	219	18,6	11,8	1,85	0,95	0,9	65	1	50	4	30	4
	50	219	18,5	9	2,4	1	1,4	70	1	50	4	30	3
Амфибийно-буровая установка (АБУ) Эвакуируемая на берег	50	132	162	8,65	3,82	1,2	2,42	57	1	44	-	10	4
На воздухоопорных гусеницах	30	150	12	6,8	3,6	1,6	-	-	1	90	4,8	7,3	4
На плавающем гусеничном транспорте	25	132	9,8	4,3	-	1,3	-	-	1	90	4,3	7,3	-

Таблица 6.60

Комплектность установок морского бурения

Механизмы и агрегаты	КБО 4000/250 ЭСП	КБО 5000/320 ДГСП	К60 5000/320 ПЭМ	КБО 5000/320 ППЭМ	КБО 6500/400 ЭУМ	КБО 6500/400 БСЭ
Лебедка буровая	ЛБУ37-1100-СП	ЛБУ 1700 Д-СП	ЛБУ2000П	ЛБУ 2000П	ЛБУ 2000ПМ	ЛБУ2000ПМ
Насос буровой	УНБТ950	УНБТ950	УНБТ 950	УНБТ950	УНБТ 950	УНБТ 950
Ротор	Р-700	Р-700	Р-700	Р-1260	Р-950	Р-1260
Комплекс механизмов АСП и КМСП	КМСП 5000 МП	АСП-4М	АСП-МП	КМСП 5000	КМСП 6500	КМСП 6500
Кронблок, секции шкивов	УКБА-6-320	УКБА-7-400	УКБА-7-400	Секция шкивов оснастка 6х7	УКБА-7-400	
Талевый блок	УТБА-5-250	УТБА 6-320	УТБА-6-320	УТБА6-320П	УТБА 6-400	
Вертлюг	УВ-250	У8-320	УВ-320	УВ-320	УВ - 450	
Вышка	УВСП-45х250	ВМБА-54х320	ВБП-54-320	ВБП-53-320	ВБП – 54 - 400	ВБ-45х400
Ключ буровой	АКБ-3МА2					
Вспомогательная лебедка	ЛВ-44М	ЛВ-15	ЛВ-22	ЛВ-22	ЛВ-44М	ЛВ-44М
Компенсатор вертикальных колебаний бурильной колонны				На талевом блоке УКБК-200		На талевом блоке УКПП-200-400-5,5
Силовой верхний привод		СВП-320	СВП-320	СВП-320	СВП-500	СВП-500

В комплект оборудования для полупогружных платформ и бурового судна входит компенсатор бурильной колонны, размещаемый на талевом блоке, а в последнем варианте оборудования для ППБУ компенсатор размещается на кронблоке и применена система верхнего привода.

По требованию заказчика в составе (комплектов бурового оборудования входить системы верхнего привода как отечественного (СВП-320 или СВП-500), так и зарубежного производства.

Донецким политехническим институтом (ДПИ) разработаны следующие ***погружные*** буровые установки - ПУВБ – 150 – погружная гидровибрационная буровая установка; ПГВУ – 150М – погружная гидровращательная буровая установка; УГВП – 130/8 – погружная комбинированная буровая установка с повышенной рейсовой углубкой. В технических характеристиках установок указаны категории пород по буримости по классификации для вращательного механического бурения.

Установка ПУВБ-150 (рис. 6.1) предназначена для однорейсового бурения подводных скважин в акваториях морей и океанов с мало- и среднетоннажных плавсредств с целью инженерно-геологических исследований, поисков и разведки месторождений полезных ископаемых.

Техническая характеристика буровой установки ПУВБ - 150

Диаметр скважин, мм	150
Углубка за рейс, м	5
Максимальная глубина акватории, м	100
Категория пород по буримости	I – IV
Диаметр керна, мм	125
Выход керна , %	90 – 95
Механическая скорость бурения, м/ч	50 – 120
Расход воды на привод гидровибратора, л/мин	250 – 300
Перепад давления на гидровибраторе, МПа.	2,5 – 3,0
Ресурс рабочего времени, машино-ч	100
Состав буровой бригады, чел	3
Масса установка, кг	400

Установка состоит из пробоотборника, имеющего гидровибратор 3 и колонковую трубу 8 с лепестковым кернорвателем и породоразрушающим инструментом 9, опорной рамы 7, оснащенной направляющими стойками 4, верхняя часть которых скрепляется траверсой 10, а нижняя - устанавливается в основании рамы, снабженной замком *6* для фиксирования снаряда 5, которая скользит по стойкам 4. Установка спускается с экспедиционного судна на канате 1. Морская вода подается в гидровибратор по нагнетательному шлангу *2* насосом, смонтированным на плавсредстве.

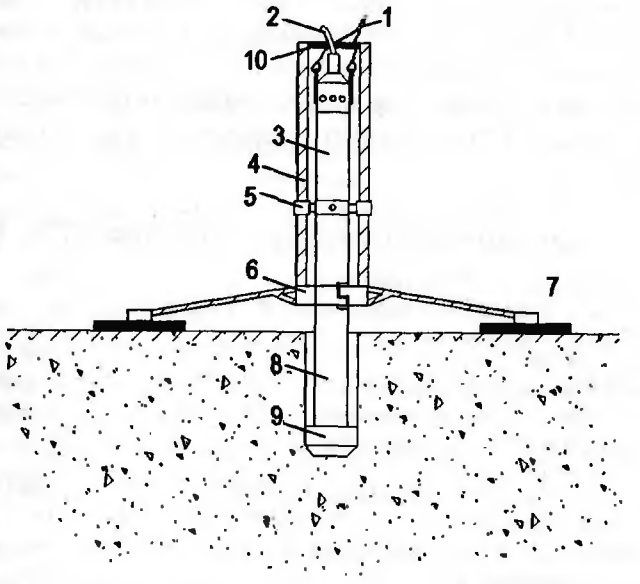


Рис. 6.1. Погружная гидровибрационная буровая установка ПУВБ -150

Гидровибратор пробоотборника относится к гидроударным машинам дифференциального действия, в котором энергия потока жидкости преобразуется в возвратно-поступательное движение бойка. В конечных точках боек наносит удары по верхней и нижней наковальням, возбуждая колебания колонковой трубы. При этом буровой снаряд углубляется в грунт, и колонковая труба заполняется керном. В процессе работы вибратора создается обратная циркуляция жидкости в призабойной зоне. Это позволяет уменьшить силу трения керна о внутреннюю поверхность колонковой трубы, повысить выход керна до 90 - 95% и в 2-2,5 раза увеличить углубку за рейс.

Усилие подачи создается массой снаряда и гидростатическим давлением, обусловленным разрежением внутри колонковой трубы при отсосе жидкости.

По сравнению с существующими техническими средствами для пробоотбора установка ПУВБ-150 обладает рядом преимуществ. Вследствие гибкой связи с буровым судном достигается ее полная автономность и независимость от колебаний моря и частичных перемещений плавсредства, удерживаемого одним якорем. Установка проста по конструкции, что позволяет изготавливать ее в мехмастерских партий и экспедиций, имеет хорошие экономические показатели, удобна, надежна и безопасна в эксплуатации, отличается большим ресурсом рабочего времени.

Установка ПГВУ – 150М представляет собой [73] треугольную опорную раму с двумя направляющими стойками и кареткой, в которой закреплен буровой снаряд, состоящий из поршневого объемного гидродвигателя дифференциального действия с двухклапанным распределением рабочего агента, наружной и внутренней колонковых труб, породоразрушающего инструмента.

Техническая характеристика, буровой установки ПГВУ-150М

Максимальная глубина акватории, м	50
Максимальная глубина опробования, м	6
Диаметр скважины, мм	150
Диаметр керна, мм	110
Категория пород по буримости	1-VIII
Расход рабочей жидкости, л/мин	250-300
Средний перепад давления, МПа	3
Частота вращения, $с^{-1}$	5
Крутящий момент на выходном валу, Н·м	400
Усилие подачи, кН	5
Мощность на привод установки, кВт	25
Масса установки, кг	600
Габаритные размеры установки, м:	
максимальная ширина	3,5
высота	8

Техническая характеристика буровой установки УГВП-130/8

Максимальная глубина акватории, м	50
Максимальная глубина опробования, м	8
Диаметр скважины, мм	130
Диаметр керна, мм	90
Выход керна, %	90±10
Категория пород по буримости	1-IV
Расход морской воды для привода гидровибратора, л/мин	200-250
Перепад давления на гидровибраторе, МПа	20 - 25
Ресурс рабочего времени, машино-ч	200
Масса установки, кг	375

В установке применен преобразователь возвратно-поступательного движения штока во вращательное движение выходного вала, позволяющий получить одностороннее вращение и изолировать внутреннюю полость преобразователя от промывочной жидкости.

При подаче рабочего агента (морской воды) насосом по нагнетательному шлангу в снаряд поршень гидродвигателя совершает возвратно-поступательное движение и приводит во вращение внутреннюю колонковую трубу с коронкой. Отработанный рабочий агент из гидродвигателя поступает во внешнюю среду или, при необходимости, направляется на забой скважины по зазору между наружной и внутренней колонковыми трубами. Реактивный момент воспринимается корпусом гидродвигателя и через каретку передается на направляющие стойки опоры, а внутренняя колонковая труба имеет обратную промывку.

6.15. Буровые установки для бурения горных выработок

В данном разделе рассмотрены буровые установки для бурения горных выработок без применения реактивно-турбинных агрегатов (последние применяются для бурения стволов буровыми установками, предназначенными для бурения эксплуатационных скважин на воду, нефть и газ).

Буровая установка УЗТМ- 8,75 предназначена для проходки вертикальных стволов шахт способом механического роторного бурения.

Буровая установка УЗТМ-8,75 состоит из буровой вышки с площадками, бурильной колонны, пульпоотводящего устройства, раздвижных платформ, консольно-поворотного крана, талевой системы, эстакады для бурильных труб, кабины машиниста, рабочего инструмента, буровой лебедки, ротора и платформ для транспортировки расширителей. Вспомогательное оборудование технологического комплекса расположено во временных зданиях вблизи ствола или находится на привышечной территории.

Порода разрушается механическим способом при вращении долота или расширителя, оснащенного специальными шарошками. Вращение долоту или расширителю передается бурильной колонной, подвешенной на талевой системе. Вынос разбуренной породы осуществляется по обратной схеме промывки.

Техническая характеристика буровой установки УЗТМ – 8,75

Максимальная глубина, м	800
Диаметр ствола, м	8,75
Диаметр передовой скважины, м	3
Число фаз бурения	4
Механическая скорость бурения, м/ч:	
долотом диаметром 3 м	0,306
расширителем диаметром 5,75 м	0,309
расширителем диаметром 7,5 м	0,3
Техническая скорость бурения, м/сут	7,4
Максимальная одновременно потребляемая мощность, кВт	1800
Установленная мощность электродвигателей, кВт	3230
Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/м^3	45 ÷ 225
Мощность привода буровой лебедки, кВт	540
Высота вышки до оси кронблока, м	46,4
Максимальная масса расширителя, т	170
Способ промывки	Обратный (эрлифтом)
Производительность промывки, л/с	417
Диаметр и длина бурильных труб, м	0,55 × 20
Масса буровой установки, т	2376
Численность бригады по проходке ствола в смену, чел	12 – 15
Производительность труда, м^3/чел-смену	4

Буровая вышка предназначена для восприятия нагрузок от бурильной колонны и инструмента (долота, расширителей) при бурении и выполнении спускоподъемных операций. Вышка собрана из двух А-образных стоек трубчатого сечения диаметром 820 мм с толщиной стенки 8 мм. Ее наклонные подкосы выполнены из труб диаметром 529 мм. Верхние части А-образных стоек объединены оголовком (верхней опорой), оканчивающимся вилкой, через которую стойки соединяются на осях верхней балкой.

Техническая характеристика буровой вышки установки УЗТМ – 8,5

Общая высота вышки, м	48,2
Высота вышки до кронблока, м	42,6
Разнос ног, м	18 × 18
Размеры верхней площадки, м	10,5 × 1,1
Масса вышки, т	71,7

Талевая система предназначена для подвешивания колонны с буровым инструментом и производства спускоподъемных операций. Она состоит из талевого блока-элеватора с гидроприводом, кронблока из двух секций по семи блоков в каждой, уравнительных блоков и каната.

Техническая характеристика талевой системы буровой установки УЗТМ – 8,75

Число канатных блоков:	
двух секций кронблока	14
одного талевого блока	12
Диаметр канатных блоков кронблока и талевого блока по ручью, м	1,3
Диаметр каната, мм	43,5
Диаметр уравнительных блоков по ручью, мм	650
Схема навивки каната	параллельная
Общая масса, т	43,1

Буровая лебедка предназначена для подъема и спуска труб с буровым инструментом, автоматической подачи их на забой, а также для подъема и спуска элементов крепи ствола.

Буровая лебедка имеет два барабана, каждый из которых приводится во вращение от своего редуктора. Барабан одновременно является и тихоходным валом редуктора. Одна цапфа барабана установлена на подшипниковой стойке, а вторая тихоходным зубчатым колесом опирается на подшипник, смонтированный в расточке корпуса редуктора. На быстроходных валах редукторов привода барабанов установлено четыре тормоза типа ТКТГ-700-2.

Техническая характеристика буровой лебедки устаиовки УЗТМ – 8,75

Максимальное натяжение каната, кН	280
Число барабанов	2
Диаметр барабанов, м	1,92
Длина барабана, м	1,8
Передаточное число лебедки:	
при спуско-подъемных операциях	59
при автоматической подаче инструмента	10502
Масса лебедки (без электродвигателей), т	76,2
Диаметр талевого каната, мм	43,5

Ротор типа 900/50/30 предназначен для вращения ведущей трубы (квадратной штанги) и бурильной колонны, а также для поддержания бурильной колонны с инструментом при спускоподъемных операциях. Конструкция ротора выполнена с приводом от двигателя постоянного тока в вертикальном исполнении. Регулирование оборотов происходит плавно,

путем изменения частоты вращения электродвигателя. Все валы установлены на подшипниках качения.

Для привода ротора принят электродвигатель типа ДППВ 74/45-6к (мощность 320 кВт), Реверс электродвигателя осуществляют изменением полярности напряжения на генераторе. Источником регулируемого напряжения являются специальная мотор-генераторная установка (асинхронный двигатель типа А133-6 мощностью 800 кВт), генератор постоянного тока типа ГП 74/29-6к мощностью 600 кВт, генератор типа П71 мощностью 11 кВт.

Техническая характеристика ротора буровой установки УЗТМ – 8,75

Максимальиая нагрузка на стол ротора, МН	5
Проходное отверстие в роторе, мм	900
Максимальный крутящий момент на столе ротора, кН·м	490
Размеры ротора, м	4,983 × 2,83 × 3,74
Масса ротора (без электродвигателей), т	29

Бурильная колонна предназначена для передачи крутящего момента от ротора к рабочему инструменту (долоту или расширителю) и для выноса с забоя скважины разбуренной породы воздушным породоподъемником.

Бурильная колонна состоит из вертлюга, ведущей трубы, переходника, пульпоотводящего устройства и бурильных труб.

Техническая характеристика бурильной колонны установки УЗТМ - 8,75

Максимальная длина колонны, м	806
Максимальный передаваемый крутящий момент, кН·м	735
Диаметр бурильной трубы, мм:	
наружный	550
внутренний	510
Длина звена трубы бурильной колонны, м	20
Диаметр воздушной трубы, мм	140
Масса бурильной трубы, т	6,37
Масса бурильной колонны, т	274,3

Вертлюг служит для подвешивания на талевом блоке-элеваторе вращающейся бурильной колонны и для подачи сжатого воздуха в воздухопровод эрлифта. Вертлюг состоит из ствола, корпуса, упорного подшипника, направляющей бронзовой втулки, опорного сферического кольца. Ствол вертлюга имеет коническую резьбу для присоединения квадратной штанги. В крышку корпуса вертлюга вварена труба для подачи сжатого воздуха в воздухопровод эрлифта.

Ведущая труба передает крутящий момент от ротора к бурильной колонне. Она выполнена в виде сварно-кованой конструкции и представляет собой трубу диаметром 550 мм, к которой привариваются четыре уголка, образующие квадрат со стороной 560 мм.

Пульпоотводящее устройство служит для отвода пульпы, поднимающейся из забоя по внутренней полости бурильной колонны в гибкие шланги и далее по ним в очистные устройства на поверхность.

Расширители предназначены для увеличения диаметра ствола от 3 до 8,75 м. В слабых породах возможно бурение расширителем диаметром 8,75 м сразу после проходки передовой скважины диаметром 3 м, минуя промежуточные фазы бурения диаметрами 5,75 и 7,5 м (табл. 6.61).

Таблица 6.61

Техническая характеристика расширителей буровой установки УЗТМ - 8,75

Диаметр по шарошкам, м	5,75	7,5	8,75
Число шарошек	4	4 – 8	4 – 8
Высота расширителя, м	8,295	8,91	9,325
Масса, т	90	116	153

Расширитель состоит из корпуса, чаши с шарошками, направляющего устройства и центральной штанги. Корпус расширителя представляет сварную конструкцию, состоящую из центральной части и двух полуколец, соединенных между собой болтами.

В чаше по четырем радиальным лучам расположены четыре шарошки, которые обслуживают четыре пояса забоя. В нижней части расширителя для его центрирования относительно передовой скважины крепится на болтах направляющее устройство цилиндрической формы. Расширитель висит на центральной штанге, опираясь на нее через шесть верхних пружин. В конструктивном исполнении расширители диаметрами 5,75 и 7,5 м подобны расширителю диаметром 8,75 м.

ГЛАВА 7

Поверхностное насосно-компрессорное оборудование для промывки (продувки) скважин

В данном разделе рассмотрены насосы и компрессоры, используемые, в основном, для очистки (промывки, продувки) ствола скважины от разрушенной породы путем создания потока очистного агента - промывочной жидкости, воздуха (газов и их смесей) и газожидкостной смеси (ГЖС). Кроме основного назначения это оборудование может использоваться и для иных целей - цементирования, эрлифтных откачек и т.п.

Для очистки скважины обычно используют либо поршневые, либо плунжерные буровые насосы. Под плунжером понимают поршень, длина которого превышает диаметр.

Технические характеристики буровых промывочных насосов различных марок приведены в табл.7.1 – 7.4.

Таблица 7.1

Технические характеристики плунжерных буровых промывочных насосов

Параметры/марка насоса	НБ1-25/16	НБ2-63/40	НБ-80/63	НБ3-120/40	НБ-160/63	НБ4-320/63	НБ5-320/100
Тип насоса	Горизонтальный плунжерный одинарного действия	Горизонтальный трехплунжерный одинарного действия					
Подача, л/мин	25	16; 40; 25; 63	30*; 80	7,7**; 9,7**; 15; 19; 20,4**; 35,7**; 40; 61,2**; 70; 120	8**; 10**; 20; 22**; 25; 40**; 50; 65**; 95; 162	32*; 55*; 88*; 125; 180; 320	25***; 32**; 40***; 55**; 70***; 88**; 125; 180; 320
Давление, МПа	1,6	4,0; 2,5; 4,0; 2,2	6,3*; 3,2	4****; 4****; 4****; 4****; 2****	6,3**; 6,3**; 6,3**; 6,3**; 6,3**;	6,3**; 6,3**; 6,3**; 6,3; 5,5; 3,0	10***; 10**; 10***; 10**; 10***; 10**; 10; 10; 6

					6,3**; 6,3**; 4,5; 4,5		
Диаметр цилиндра (плунжера), мм	45	45	30; 50	45; 63	45; 70	45; 80	40; 45; 80
Длина хода плунжера, мм	45	40	40	60	90	90	90
Частота вращения коленчатого вала, мин$^{-1}$	390	96,5; 240; 146,5		31; 38; 80; 146; 249		95; 140; 260	95; 140; 260
Способ регулирования подачи	Нерегулируемый	Коробкой скоростей, двухскоростным электродвигателем	Сменой плунжерных пар	Коробкой скоростей и сменой плунжерных пар			
Тип приводного двигателя	"Дружба-4"	АО-42-06/4		А02-51-4		А2-72-6	4А-225М693
Мощность двигателя, кВт	3,3	2,1/3	4,1	7,5	14,9	22	37
Габариты, мм	745x325x365	785x336x365		945x610x400		1315x1110x866	1380x1110x866
Масса (без рамы и двигателя), кг	44	145	310	400	520	950	1100

*Диаметр плунжера 30мм; **Днаметр плунжера 45 мм;
***Диаметр плунжера 40 мм; ****Диаметр плунжера 63 мм
Разработчик насосов НБ-25/16; НБ-80/63; НБ-320/100 - СКБ "Геотехника".

Таблица 7.2

Технические характеристики гидроприводных плунжерных буровых промывочных насосов

Параметры	ГНБ2-63/40	ГНБ3-160/63	ГНБ5-320/100
Подача, л/мин	15-63(35*)	16-23; 35; 118; 77; 100 160	18-180; 30-320
Давление, МПа	4,0(1,6*)	6,3 4,0	10,0 6,3
Вакуумметрическая высота всасывания, м	5	5	5
Гидравлическая мощность, кВт	4,15(0,945*)	10,5	30,0
КПД, %	65-73	70-72	74-80
Неравномерн. подачи, %	7-10	7-10	7-10
Диаметр поршня, мм	80	110	14-0
Длина хода поршня, мм	95	152	195
Число ходов в 1 мин.	18068(18-38*)	6;8;12;26;34;40;53	3-54
Тип клапанов	Шаровые	Тарельчатые	Тарельчатые
Габариты, мм	1060x320x270	1250x600x1620	1950x500x700
Масса, кг	50	660	1250

*Привод от маслостации буровой установки УПБ-100ГТ.

Таблица 7.3

Технические характеристики поршневых буровых промывочных насосов

Параметры	Марка насоса				
	11Гр	НБ-32	НБ-50	НБ-80	НБ-125 (9МГр-73)
Подача, л/мин	225; 300	294; 384; 486; 594	384; 486; 594; 714	366; 480; 606; 744; 894	389; 497; 528*; 606; 672*; 732; 798; 120;
Давление, МПа	6,3; 5,0	4,0; 4,0; 3,2; 2,6	6,3; 5; 4,1; 3,4	10; 8; 6,3; 5,2; 4,3	16*; 13*; 10*; 8*
Диаметр сменных втулок, мм	80; 90	80; 90; 100; 110	90; 100; 110; 120	80; 90; 100; 110; 120	80; 90; 100; 110; 120
Длина хода поршня, мм	150	160	160	200	250
Число двойных ходов поршня в 1 мин.	100	105	105	105	75; 95
Диаметр штока поршня, мм	32	40			45
Мощность электродвигателя, кВт	37	30	40	63	100
Диаметр рукава, мм:					
всасывающего	100	113	113	113	100
нагнетательного	38	50	50	50	60
Габариты, мм	1980x990x 1270	1860x740x 1455	1860x740x 1330	1915x775x 1215	2705x1000x 2080
Масса, кг	1150	1040	1040	1220	2750

Разработчик - ВНИИнефтемаш
Изготовитель - Ижевский завод нефтяного машиностроения и Нижегородский завод фирмы "Румо"

Таблица 7.4

Технические характеристики поршневых буровых промывочных насосов (скважины глубокого бурения)

Параметры	Бр-Н-1	НБТ-600	У8-6МА2	У8-7МА2	УНБТ-800	УНБТ-950	УНБТ-1180
Мощность насоса, кВт	365	600	585	850	800	950	1180
Полезная мощность насоса, кВт	330	540	500	710	720	855	1060
Число поршней	2	3	2	2	3	3	3
Максимальное число двойных ходов поршня в 1 мин.	72	135	66	66	135	125	125
Ход поршня, мм	300	250	400	400	250	290	290
Внутренний диаметр втулок, мм:							
наибольший	180	180	200	200	180	180	180
наименьший	130	120	130	140	130	140	140
Подача, л/с:							
наибольшая	34,8	42,9	50,9	50,9	41,4	46	46
наименьшая	16,4	19,1	18,9	22,7	22,4	28,8	28,8
Давление на выходе из насоса, МПа:							
наименьшее	9,8	11,3	9,6	14,2	17	19	24
наибольшее	20	25	25	32	32	32	40
Диаметр штока поршня, мм	65	65	80	80	70	60	60
Максимальная частота вращения трансмиссионного вала, $мин^{-1}$	330	425	325	337	412	566	566
Передаточное число зубчатой пары	4,15	3,15	4,92	5,11	3,05	4,53	4,53
Диаметр проходного отверстия седла клапана, мм	145	145	145	145	145	145	145
Диаметр проходного отверстия коллектора, мм:							
всасывающего	200	200	275	275	230	230	230
нагнетательного	95	95	109	125	100	100	100
Габариты насоса, мм:	4160	4460	5000	5340	4470	5550	5550
длина	2430	2720	3000	3340	2980	3250	5400
ширина	2710	1640	3240	3400	2200	3250	3400
высота							
Масса насоса со шкивом, т	13,2	19	27,7	37,3	22,4	22,7	23,5

При бурении скважин с продувкой сжатым воздухом применяются, в основном, передвижные компрессорные станции с поршневыми компрессорами. Кроме того, могут применяться винтовые и ротационные компрессоры, в том числе и стационарные. Энергозатраты на процесс продувки в сравнении с промывкой скважины (без учета стоимости самой жидкости и ее доставки) в несколько раз выше. Технические характеристики компрессоров, которые могут применяться либо применяются для продувки скважины, приведены в табл. 7.5-7.7.

Таблица 7.5

Технические характеристики передвижных и стационарных отечественных компрессоров

Шифр компрессора	База компрессора	Подача, $м^3$/мин	Давление воздуха, МПа	Тип приводного двигателя	Мощность двигателя, кВт	Габариты, мм			Масса, кг
0-39А	Рама	0,25	0,7	Электродвигатель	3	1200	490	900	112
0-16А	-"-	0,5	0,4	-"-	3	1175	430	840	168
ВУ-0,6/8	Стационарный	0,6	0,8	-"-	4,5	1040	745	655	312
К-075	Рама	1,25	0,7	-"-	10	1850	855	1470	770
ЭК-16	Стационарный	2,55	0,8	-"-	20	1000	957	1280	1560
ВК-3/5	-"-	3	0,5	-"-	20	1446	860	1300	632
ВУ-3/8	-"-	3	0,8	-"-	28	2410	1180	1398	1268
КСЭ-3М	-"-	3	0,8	-"-	20	1970	1000	1280	1110
ПКС-3М	Передвижной	3	0,7	ЗИЛ-120	51,5	3545	1490	1235	1707
КС-5	То же	4,5	0,6	1-МА	-	4700	1870	1960	3000
ЗИФ-51	-"-	4,6	0,7	Электродвигатель	45	3450	1820	1770	2306
КСЭ-5М	Стационарный	5	0,8	-"-	40	2245	1035	1380	1725
ЗИФ-55	Передвижной	5	0,7	ЗИЛ-157	72	3450	1820	1770	2750
ЗИФ-ВКС-5	-"-	5	0,7	Электродвигатель МАК-926	45	4255	1880	1715	3000
ЗИФ-ПР-6	-"-	6,3	0,7	СМД-14А	56	3270	1750	2020	2300
ЗИФ-ВКС-10	-"-	10	0,7	КДМ-46	68	3100	1180	1513	4650

Таблица 7.6

Технические характеристики отечественных стационарных компрессоров

Марка компрессора	Сжимаемый газ	Произв. $м^3$/мин	Абсолютное давление, МПа		Мощность на валу, кВт	Расход воды, л/мин	Габаритные размеры, мм		
			всасывания	нагнетания			Длина	Ширина	Высота
2ВМ4-15/25М2	Воздух	15	0,1	2,5	133	90	2975	1485	2220
2ВМ4-15/25СМ1	Воздух	15	0,1	2,5	140	68	4200	1670	2480
2ВМ4-13/36	Воздух	13	0,1	3,6	148	115	3170	1485	1900
2ВМ4-13/36С	Воздух	13	0,1	3,6	155	115	3730	1485	1900
2ВМ4-12/65М1	Воздух	12	0,1	6,5	1450	100	3175	1975	2420
2ВМ4-13/71	Воздух	13	0,1	7,1	160	120	3477	2275	1900
2ВМ4-13/71С	Воздух	13	0,1	7,1	160	120	4039	2275	1900
305ВП-16/70*	Воздух	16	0,1	7,0	190	110	3725	2170	2740
2ВМ4-9,6/161	Воздух	9,6	0,1	16,1	142	100	3300	1500	2160
402ВП-4/110*	Воздух	4	0,1	22,0	68	50	3180	1855	2280
2ВМ4-8/401	Воздух	8	0,1	40,1	140	116	3845	1500	2230
2ВМ4-54/3	Воздух	54	0,1	3	151	27**	2990	1500	1070

Продолжение табл. 7.6

2ВМ4-54/3С	Воздух	54	0,1	3	160	27**	3565	1500	1070
2ВМ4-20/4*	Воздух	20	0,1	4	90	27**	3000	1500	1070
2ВМ4-11/9*	Воздух	11	0,1	9	77	55	3035	1500	2000
2ВМ4-24/9	Воздух	24	0,1	9	128	27**	2685	1500	2020
2ВМ4-24/9С	Воздух	24	0,1	9	137	110	3740	1485	2300
2ВМ4-27/9	Воздух	27	0,1	9	144	130	3000	1485	2100
2ВМ4-27/9С	Воздух	27	0,1	9	152	130	3500	1500	2050

Компрессоры снабжены 2-х скоростным асинхронным двигателем, что позволяет ступенчато регулировать производительность посредством изменения частоты вращения двигателя, с соответствующим изменением расхода вода.

*Отмечены компрессоры с односкоростным электродвигателем. **Компрессоры поставляются без концевого охладителя.

Вставка "С" в начале марки - компрессор сжимает "сухой" агент. Вставка "С" в конце марки - компрессор без смазки цилиндров.

Таблица 7.7

Технические характеристики компрессоров, применяемых в буренни

Тип компрессора	Подача, $м^3$/мин	Рабочее давление, МПа	Мощность на валу, кВт	Тип двигателя	Масса установки, кг	Основные размеры, м
Передвижные						
ПП-1,5	1,5	0,8	20	Д-21$А_2$	1150	3,11х1,17х1,6
ПКС-5А	5	0,8	70	КамАЗ-120 (или ЗИЛ-164А)	2460	3,83х1,83х1,83
НА-10	10	0,8	94	ЯМЗ-236	2700	3,1х1,715х1,315
НВ-10ЭМ	10	0,8	75	АОП2-91-492	1800	2,29х1,08х1,795
ПП-2,5	2,5	1,3	29,4	ДВС-Д376-С3-1	1300	3,09х1,65х1,58
ПВ-10/8М1	11,2	0,8	132	ЯМЗ-236	3100	3,395х1,73х1,87
УКП-80	8	8,1	220	В2-500А-63	16100	6,615х2,65х2,87
КПУ-16/100	16	10,1	309	1Д12Б	28000	9,5х3,14х3,65
КПУ-16/250	16	25,1	368	1Д12Н-500	28000	9,5х3,14х3,65
ДСК-8/200А	7	20	260	ДК-10	19350	8,645х2,7х3,735
ДКС-3,5/250	3,5	25	74	-	15500	8,645х2,85х3,735
ПД-12/25	12	2,5	265	-	10000	6,1х2,5х2,8
Стационарные						
202ВП-20/2	20	0,3	75	АВ2-0101-8	2640	1,595х1,38х1,785
305ВП-60/2	60	0,3	200	БСДК-15-21-12	6135	2,475х1,880х2,59
2М-10-100 /2,2	100	0,32	315	СДК2-16-24-12КУ-4	11060	5х4,7х2,75
ЧМ10-200/ 22	200	0,32	630	СДК2-17-26-12-КУ4	19650	6,5ъ6х2,535
ВУ-6/4	5,6	0,45	30	А02-81-6	1160	1,74х1,195х1,225
202ВП-12/3	12	0,45	75	АВ2-101-8	2280	1,585х1,33х1,775
3С5ВП-40 3	40	0,45	200	БСДК-15-21-12	6690	2,81х1,81х2,83
В9-0,6/8	0,6	0,9	5,5	ВАО-51-6	405	1,1х0,785х0,655
ЭК-16А	2,5	0,9	19	ПМ-82-ОМ-5	1550	1,96х0,957х1,263
КД-3	3	0,9	22	А2-72-6	1172	1,43х1,23х1,12
КСЭ-5А/302	5	0,9	40	А2-91-8У3	1435	2,046х1,055х1,33
ВП-10/8	10	0,9	75	АВ2-101-8	3030	1,65х1,33х1,825
103ВП-20/8	20	0,9	125	ДСК-12-24-12У4	5260	2,345х1,62х2,23
305ВП-30/8	30	0,9	200	БСДК-15-21-12	7480	2,44х1,88х2,Ю67
2ВМ10-50/8	50	0,9	315	СДК2-16-24-12КУ4	7760	2,925х17х3,02
4ВМ10-100/8	100	0,9	630	СДК2-17-26-12КУ4	19350	5,0х4,6х3,03
ВШ-6/10М	6	1,1	55	А2-91-6	1850	2,2х1,25х1,45
2ВУ1-2,5-13М1	2,45	1,3	22	4А 18054Уз	660	1,28х1,01х0,95
302ВП-6/18	6	1,9	75	АВ2 101-8	2370	1,627х1,33х1,825
505ВП-20/18	20	1,9	200	БСДК-15-21-12	6210	3,075х1,88х2,645
305ВП-20/35	20	3,6	200	БСДК-15-21-12	6890	3,54х1,88х2,645
302ВП-5/70	5	7,1	75	АВ2-101-8	2520	2,745х1,885х1,867
305ВВ-16/70	15,6	7,1	200	БСДК-15-21-12	7360	3,25х2,075х3,145
УМ10-40/70	43,3	7,1	630	СДК2-17-26-12КУЧ	25560	9,7х8,0х2,895
6М10-63/320	62,2	32,1	1000	СДК2-17-39-121У4	673300	14,14х10,0х7,535

ГЛАВА 8

Привод бурового оборудования

В настоящее время в качестве привода бурового оборудования различного назначения (буровые станки, маслостанции, глиномешалки, насосы, компрессоры и т. д.) используют электропривод, привод от двигателей внутреннего сгорания (ДВС), гидропривод или комбинации этих приводов.

8.1. Электропривод

Среди электродвигателей наибольшее распространение в буровом деле имеют трехфазные асинхронные электродвигатели (табл. 8.1-8.7). гораздо реже используются синхронные двигатели.

На базе двигателей А2 и АЩ2 выпускаются следующие модификации: АП2 и АОП2 - с короткозамкнутым ротором и повышенным пусковым моментом, предназначенные для механизмов, пуск которых происходит при большой нагрузке; пусковой момент этих двигателей составляет 1,7-2,0 номинального момента.

АС2 и АОС2 - с короткозамкнутым ротором и повышенным скольжением, предназначенные для механизмов с большими маховыми массами и ударным характером нагрузки (поршневые компрессоры и насосы) или с частым пуском и реверсом (механизмы для свинчивания и развинчивания бурильных труб).

Обозначения типов двигателей единой серии А2 и АО расшифровываются следующим образом: А - асинхронный, О - обдуваемый, Л - в алюминиевой оболочке, 2 - индекс, характеризующий новую серию, первая цифра после первого дефиса означает порядковый номер наружного диаметра сердечника статора (габарит), вторая цифра - порядковый номер длины двигателя, цифра после второго дефиса - число полюсов.

Обозначение двигателей серии 4А расшифровывается следующим образом: 4 - порядковый номер серии, А - асинхронный, Н - обозначение двигателей защищенного исполнения, А - станина и щиты из алюминия, Х - станина из алюминия и чугунные щиты, 56-355 мм - высота оси вращения, М- установочные размеры по длине корпуса, А, В - обозначение

длины сердечника (первая длина - А, вторая - В), 2, 4, 6, 10, 12 - число полюсов, У - климатическое исполнение, 3 - категория размещения.

Технические данные электродвигателей постоянного тока приведены в табл. 8.8-8.11.

Для выработки переменного тока в буровом деле применяются синхронные генераторы (табл. 8.12-8.17).

Таблица 8.1

Серии трехфазных асинхронных электродвигателей

Серия, тип	Номинал. мощность, кВт	Частота, $мин^{-1}$	Напряжение, В	Исполнение, основная область применения
Двигатели с короткозамкнутым ротором				
Двигатели общего примеиеиия				
4А (с высотами оси вращения 56-355 мм)	0,12-500	500, 600, 750, 1000, 1500, 3000	220/380 380/660	Защищеииые и закрытые, обдуваемые, самого широкого примеиения
А2, АЩ2 (1-9-й габариты)	0,6-100	600, 750, 1000, 1500, 3000	220/380 500	Защищеиные (А2) и закрытые обдуваемые (АО2) самого широкого применения
А2, АО2, (10-15-й габариты)	100-1000	500, 600, 750, 1000, 1500, 3000	660, 6000	Брызгозащищенные (А2) и закрытые (АО2) общего применения
А, АО (3-9-й габариты)	0,6-100	750, 1000, 1500, 3000	127/220, 220/380, 500	Защищеиные (А) и закрытые обдуваемые (АО) самого широкого примеиеиия
А, АО, модернизированиые (20, 11-й габариты)	55-400	600, 750, 1000, 1500	220/380, 380/500, 300/6000	Защищенные и закрытые обдуваемые для работы в запыленных, загрязненных и пожароопасных помещениях и на открытом воздухе
АОЭ-4	1-2,8	1000, 1500, 3000	127/280, 220/380, 500	Защищеиные
АШ	0,6-2,8	1000, 1500	127/220, 220/380, 500	Защищенные, малошумные
Т	1-7	1000, 1500, 3000	220/380	Закрытые, обдуваемые, одно- и многоскоростные
Т2	0,5-10	375-3000	220/380	Закрытые обдуваемые
Взрывонепроиицаемые двигатели (изоляция класса Н)				
МА191/10	15; 23	1500	380/660	Рудничные взрывобезопасные, для привода забойных механизмов в каменноугольных шахтах
КОМ	0,6-7	1000, 1500, 3000	127/220, 380, 500, 660	Взрывобезопасные для работы в каменноугольных шахтах и взрывоопасных помещениях
АСВ	0,18-4,5	1500	127, 220, 380, 500, 660	Взрывозащищеиные для работы во взрывоопасных помещениях
МА36	22-401	3000; 1500, 1000, 750	380/660, 500	Взрывопроницаемые для работы во взрывоопасных помещениях и шахтах
КО	4-100	3000, 1500, 1000, 750	380/600	Взрывонепроницаемые для работы в каменноугольных и сланцеватых шахтах помещениях

Продолжение табл. 8.1

ВАОА	0,4-4	3000, 1500	22). 230, 380, 400, 415, 500, 660	Взрывоиепроницаемые для работы во взрывоопасных помещениях в повторно кратковр. режиме работы
ВАО, ВАОТ	7,5-100	3000, 1500, 1000, 750	220, 380, 500 220/380, 240/415, 380/660 при 50 Гц; 220/380, 400 при 60Гц	Взрывоиепроиицаемые для работы в шахтах и взрывоопасных помещениях, в условиях влажного и тропического климата и т.п
Специальные электродвигатели				
МАПЗ	2,5-60	3000	380	Работают только погруженными в воду с температурой ие более 20°С; для приводв насосов в артезианских скважинах
МДМУ, МД	1-6 2,2-15	3000 6000	220/380 при 50 Гц 330/570 при 100 Гц	Закрытые обдуваемые для привода деревообрабатывающих станков
ПЭД	10-46	3000	350, 500, 465, 600	Погружеиные для привода глубиниых насосов в нефтяной промышленности
Двигатели с фазным ротором				
АОК2(4-9-й габариты)	2,2-75	600, 750, 1000, 1500	220/380	Закрытые обдуваемые
АК2 (8, 9-й габариты)	40-100	750, 1000, 1500	220/380	Защищенные
АОК2 (10-15-й габариты)	45-630	500, 600, 750, 1000, 1500	до 660 и 6000	Закрытые
АК2 (10-15-й габариты)	40-1250	500, 600, 750, 1000, 1500	до 660 и 6000	Зазищенные.
АК (5-9-й габариты)	1,7-100	750, 1000, 1500	127/220, 220/380, 500	Защищенные, общего применеиия.
АК, модернизированные (10, 11-й габариты)	55-400	600, 750, 1000, 1500	220/380, 380, 500, 3000, 6000	Защищеиные, общего примеиения, для работы в запыленных и загрязиенных помещения.

Таблица 8.2

Технические данные асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором основного исполнения серии А2

Тип электро-двигателя	При номинальиой иагрузке				Кратность пускового момеита, $M_п/M_н$	Перегрузочная способность $M_{max}/M_н$
	Номиналь-ная мощ-ность, кВт	Частота вращения, $мин^{-1}$	К.П.Д., %	$cos\varphi_1$		
А2-61-2	17	2900	88,0	0,88	1,2	2,2
А2-62-2	22	2900	89,0	0,88	1,1	2,2
А2-71-2	30	2900	90,0	0,90	1,1	2,2
А2-72-2	40	2200	90,5	0,90	1,0	2,2
А2-81-2	55	2900	91,-	0,90	1,0	2,2
А2-82-2	75	2900	92,0	0,90	1,0	2,2

Таблица 8.3

Технические данные асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором осиовного исполнения серии АО2 и АОЛ2

Тип элек-тро-двигате-ля	При номинальной нагрузке				Кратность пускового момента, $M_п/M_н$	Перегрузочная способность $M_{max}/M_н$
	Номиналь-ная мощ-ность, кВт	Частота вращения, $мин^{-1}$	К.П.Д., %	$cos\varphi_1$		
АО2, АОЛ2-12-2	1,1	2815	79,5	0,87	1,9	2,2
АО2, АОЛ2-22-2	2,2	2860	83,0	0,89	1,8	2,2
АО2, АОЛ2-32-2	4,0	2880	85,0	0,89	1,7	2,2
АО2-42-2	7,5	2910	87,0	0,89	1,6	2,2
АО2-52-2	13	2900	88,0	0,89	1,5	2,2
АО2-62-2	17	2900	88,0	0,90	1,2	2,2
АО2-72-2	30	2900	89,0	0,90	1,1	2,2
АО2-82-2	55	2920	90,0	0,92	1,0	2,2
АО2-92-2	100	2940	91,5	0,92	1,0	2,2

Таблица 8.4

Технические данные асиихрониых двигателей серии ВАО иа 380/660 В основного исполнения

Тип	Номинальная мощ-ность, кВт	Номинальное на-пряжение, В	Частота вращения, $мин^{-1}$	КПД, %	Cosφ	Кратность пусково-го тока, $I_п/I_н$	Кратность пусково-го момента $M_п/M_н$	Перегрузочная спо-собность, $M_{max}/M_н$	Масса, кг
ВАО-315-2	132	380/660	2965	92,5	0,90	6,5	1,5	2,5	1060
ВАО-315М-2	160	380/660	2965	93	0,91	7,0	1,5	2,5	1170
ВАО-355М-2	200	380/660	2970	93,5	0,91	7,0	1,5	2,8	1475
ВАО-355-2	250	660	2970	94	0,91	7,0	1,5	2,8	1645
ВАО-450-2	315	660	2975	94,5	0,91	7,0	1,5	2,8	1940
ВАО-315-4	132	380/660	1480	93,5	0,88	6,5	1,7	2,5	1060
ВАО-355М-4	160	380/660	1485	94	0,88	6,5	1,7	2,5	1170
ВАО-355М-4	200	380/660	1485	94	0,88	6,5	1,7	2,5	1475

Таблица 8.5

Технические данные аснихронных электродвигателей с фазным ротором. Закрытые обдуваемые серин АОК2

Тип электродвигателя	Номинальная мощность, кВт	При номинальной нагрузке					Перегрузочная способность	Масса двигателя, кг (ориентировочно)
		частота вращения, мин$^{-1}$	ток статора (А) при напряжении, В		К.п.д.	Cosφ		
			220	380				
1500 об/мин (синхронные)								
АОК2-41-4	3,0	1410	11,6	6,7	0,83	0,82	2,0	71
АОК2-42-4	4,0	1420	15,4	8,8	0,83	0,82	2,0	83
АОК2-51-4	5,5	1420	21,2	12,3	0,83	0,82	2,0	103
АОК2-52-4	6,5	1420	28,5	16,4	0,85	0,82	2,0	122
АОК2-61-4	10	1420	37,6	21,6	0,85	0,82	2,0	166
АОК2-62-4	13	1420	48,4	28,0	0,86	0,82	2,0	190
АОК2-71-4	17	1430	61,1	35,1	0,88	0,83	2,0	229
АОК2-74-4	22	1430	78,5	54,2	0,88	0,83	2,0	260
АОК2-81-4	30	1450	107,0	61,0	0,88	0,83	2,0	300
АОК2-82-4	40	1450	140,0	80,8	0,89	0,84	2,0	415
АОК2-91-4	55	1455	197,0	111,0	0,89	0,84	2,0	490
АОК2-92-4	75	1455	258,0	149,0	0,89	0,85	2,0	580

Таблица 8.6

Технические данные аснихронных электродвигателей с фазным ротором. Защищенные серии АК2

Тип электродвигателя	Номинальная мощность, кВт	При номинальной нагрузке					Перегрузочная способность	Ротор		Масса двигателя, кг
		частота вращения, мин$^{-1}$	ток статора (А) при напряжении, В		КПД	Cosφ		ток, А	напряжение, В	
			220	380						
1500 об/мин (синхронные)										
АК2-81-4	40	1440	139,0	80,4	0,90	0,84	2,0	22,5	110	380
АК2-82-4	55	1440	190,0	109,5	0,90	0,84	2,0	200	160	435
АК2-91-4	75	1450	256,0	148,0	0,91	0,85	2,0	200	185	510
АК2-92-4	100	1450	342,0	198,0	0,91	0,85	2,0	275	235	600

Таблица 8.7

Технические данные асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором серии 4А основного исполнения

Тип двигателя	Номинальная мощность, кВт	При номинальной нагрузке		Перегрузочная способность $M_{max}/M_н$	Кратность пускового момента $M_п/M_н$	Кратность пускового тока $I_п/I_н$	Масса, кг
		КПД, %	Cosφ				
Закрытые обдуваемые 3000 об/мин (синхронные)							
4А160S2У3	15,0	88,0	0,91	2,1	1,4	7,5	130,0
4А160М2У3	18,5	88,5	0,92	2,2	1,4	7,5	145
4А180S2У3	22,0	88,5	0,91	2,2	1,4	7,5	165
4А180М2У3	30,0	90,0	0,92	2,2	1,4	7,5	185
4А200М2У3	37,0	90,0	0,89	2,2	1,4	7,5	255
4А200L2У3	45,0	91,0	0,90	2,2	1,4	7,5	280
4А225М2У3	55,0	91,0	0,92	2,2	1,2	7,5	355
4А250S2У3	75,0	91,0	0,89	2,2	1,2	7,5	470
4А250М2У3	90,0	92,0	0,90	2,2	1,2	7,5	510
4А280S2У3	110,0	91,0	0,89	2,2	1,2	7,0	810

Таблица 8.8

Электродвигатели постоянного тока серии П напряжением 110, 220 В

Тип	Номинальная частота вращения, мин$^{-1}$	Номинальная мощность, кВт	Наибольшая частота вращения при ослаблении поля и номинальном напряжении на якоре, мин$^{-1}$	Тип	Номинальная частота вращения, мин$^{-1}$	Номинальная мощность, кВт	Наибольшая частота вращения при ослаблении поля и номинальном напряжении на якоре, мин$^{-1}$
П11	1000	0,13	2000	П41	750	1	1500
	1500	0,3	3000		1000	1,5	2000
	2200	0,45	3300		1500*	3,2	3000
	3000	0,7	3450		2200	4,2	3000
П12	1000	0,2	2000		3000*	6	3000
	1500	0,45	3000	П42	750	1,5	1500
	2200	0,7	3300		1000*	2,2	2000
	3000	1	3450		1500	4,5	3000
П21	750	0,2	1500		2200	5,3	3000
	1000	0,3	2000		3000*	8	3000
	1500	0,7	3000	П51	750	2,2	1500
	2200	1	3300		1000	3,2	2000
	3000	1,5	3450		1500*	6	2250

Продолжение табл. 8.8

П22	750	0,3	1500		2200	8	2500
	1000	0,45	2000		3000**	11	3000
	1500	1	3000	П52	750	3,2	1500
	2200	1,5	3300		1000	4,5	2000
	3000	2,2	3000		1500*	8	2250
П31	750	0,45	1500		2200	10,5	2500
	1000	0,7	2000		3000***	14	3000
	1500	1,5	3000	П61	750	4,5	1500
	2200	2,2	3300		1000	6	2000
	3000*	3,2	3000		1500	11	2250
П32	750	0,7	1500		2200	14	2500
	1000	1	2000		3000***	19	3000
	1500	2,2	3000	П62	750	6	1500
	2200	3,2	3000		1000	8	2000
	3000*	4,5	3000		1500	14	2250
					2200	18	2500
					3000***	25	3000

*Напряжение 110, 220, 340 В; **Напряжение 220, 340 В; ***Напряжение 220 В.

Таблица 8.9

Основные характеристики электродвигателей постоянного тока, рекомендуемых к применению в бурении

Тип двигателя	Мощность, кВт	Частота вращения, мин$^{-1}$	КПД, %	Масса, кг
П-81	32	1500-2000	86,5	385
2ПН225М	37	1500-2000	-	340
П-92	75	1500-2000	87	605
2ПН250L	75	1500-2600	-	611
ДП-52	32	730-2100	88	860
Д-808	37	565	-	-
ДП-62	52	580-1800	87	1425
Д-810	55	550	-	-
Д-812	70	510	-	-

Таблица 8.10

Электродвигатели постоянного тока серии Д напряжением 220 В

Тип	Закрытые в часовом режиме и продуваемые в длительном (ПВ=100%), при возбуждении								Закрытые в повторно-кратковременном режиме (ПВ=40%), при возбуждении								Макси-мальная допустимая частота враще-ния, мин$^{-1}$
	последовательном		смешанном		парал. со стабил. обмоткой		параллельном		последовательном		смешанном		парал. со стабил. обмоткой		параллельном		
	мощность, кВт	частота вращения, мин$^{-1}$	мощность, кВт	частота вращения, мин$^{-1}$	мощность, кВт	частота вращения, мин$^{-1}$	мощность, кВт	частота вращения, мин$^{-1}$	мощность, кВт	частота вращения, мин$^{-1}$	мощность, кВт	частота вращения, мин$^{-1}$	мощность, кВт	частота вращения, мин$^{-1}$	мощность, кВт	частота вращения, мин$^{-1}$	
Тихоходные																	
Д-12	2,5	1100	2,5	1175	2,5	1140	2,5	1180	2,4	1150	2,4	1230	2,4	1200	2,4	1230	3600
Д-21	4,5	900	4,5	1050	4,5	1000	4Ю5	1030	3,6	1040	3,6	1140	3,6	1060	3,6	1080	3600
Д-22	6	850	6	1050	6	1070	6	1100	4,8	970	4,8	1120	4,8	1120	4,8	1150	3600
Д-31	8	800	8	870	8	820	8	840	6,8	900	6,8	910	6,8	850	6,8	880	3600
Д-32	12	675	12	780	12	740	12	770	9,5	760	9,5	840	9,5	770	9,5	800	3300
Д-41	16	650	16	700	16	670	16	690	13	730	13	740	13	700	13	720	3000
Д-806	22	575	22	650	22	635	22	650	19	610	17	730	16	700	16	710	2600
Д-808	37	525	37	575	37	565	37	575	25	600	24	650	22	620	22	630	2300
Д-810	55	500	55	550	55	540	55	550	38	580	32	650	29	590	29	600	2200
Д-912	75	475	75	515	75	500	75	515	54	540	48	620	38	555	38	565	1900
Д-814	110	460	110	500	110	420	110	500	74	540	70	590	55	550	55	560	1700
Д-816	150	450	150	480	150	470	150	480	95	525	88	570	70	525	70	535	1600
Д-818	185	410	185	435	185	440	185	450	117	510	102	520	83	460	83	470	1500
Быстроходные																	
Д-21	5,5	1200	5,5	1450	5,5	1400	5,5	1440	4,4	1340	4,4	1550	4,4	1460	4,4	1500	3600
Д-22	8	1200	8	1390	8	1450	8	1510	6,5	1300	6,5	1475	6,5	1510	6,5	1570	3600
Д-31	12	1100	12	1280	12	1310	12	1360	9,5	1190	9,5	1360	9,5	1360	9,5	1420	3600
Д-32	18	960	18	1100	18	1140	18	1190	13,5	1100	13	1200	13	1190	13	1240	3300
Д-41	24	970	24	1210	24	1060	24	1100	18	1060	18	1160	17,5	1120	17,5	1160	3000
Д-806	32	900	32	980	32	980	32	1000	25	980	23	1060	21	1050	21	1060	2600
Д-808	47	720	47	800	47	770	47	800	32	830	30	860	26	810	26	825	2300

Таблица 8.11

Электродвигатели постоянного тока серии ПБС и ПБСТ

Тип	Номинальная частота вращения, мин$^{-1}$	Номинальное напряжение, В	Номинальная мощность, кВт	Мощность при работе в кратковремением режиме (60 мин), кВт	Момеит Н·м при номинальной частоте вращения, мин$^{-1}$	Наибольшая частота вращения при ослабленном поле и номинальиом напряжении на якоре, мин$^{-1}$
ПБС-22	1000	110, 220	0,4	0,56	3,9	2500
ПБСТ-22	1500	110, 220	0,6	0,8	3,9	3750
	2200	110, 220	0,85	1,2	3,8	4000
	3000	110, 220	1	1,4	3,24	4000
ПБС-23	1000	110, 220	0,55	0,77	5,37	2500
ПТСТ-23	1500	110,220	0,85	1,2	5,52	3750
	2200	110, 220	1,15	1,6	5,1	4000
	3000	110, 220	1,3	1,8	4,23	4000
ПБС-32	1000	110, 220	0,8	1,1	7,8	2500
ПБСТ-32	1500	110, 220	1,2	1,7	7,8	3750
	2200	110, 220		1,5	2,1	6,64
4000	3000	220	1,75	2,4	5,5	4000
ПБС-33	1000	110, 220	1	1,4	9,75	2500
ПБСТ-33	1500	110,220	1,6	2,2	10,4	3750
	2200	220	2,1	2,9	9,3	4000
	3000	220	2,35	3,3	7,6	4000
ПБС-42	1000	110, 200	1,4	2	13,6	3000
ПБСТ-42	1500	110, 220	2,1	2,9	13,6	3750
	2200	110, 220	2,2	4	12,8	4000
	3000	220	3,4	4,8	11	4000
ПБС-43	1000	110, 220	1,9	2,7	18,5	3000
ПБСТ-43	1500	220	2,8	3,9	18,3	3750
	2200	220	3,8	5,3	16,8	4000
	300	220	4,3	6	14	4000
ПБС-52	1000	220	2,5	3,8	24,4	3000
ПБСТ-52	1500	220	4,1	6,2	26,6	3600
	2200	220	4,5	8,3	24,4	3600
	3000	220	6,5	9,8	21,2	3600
ПБС-53	1000	220	3,3	5	32,2	3000
ПБСТ-53	1500	220	4,8	7,2	31,2	3600
	2200	220	6,3	9,4	28	3600
	3000	220	8	12	26	3600
ПБС-62	1000	220	4,7	7	46,6	3000
ПБСТ-62	1500	220	7,2	10,8	46,3	3600
	2200	220	10	15	44,4	3600
	3000	220	11,3	17	36,6	3600
ПБС-63	1000	220	5,2	8	52,7	3000
ПБСТ-63	1500	220	7,8	11,7	50,6	3600
	2200	220	11	16,5	48,7	3600

Таблица 8.12

Основные технические характеристики синхронных генераторов серии ГАБ

Параметры	ГАБ-1-0/230	ГАБ-1-Т/230	ГАБ-2-0/230	ГАБ-2Т/230	ГАБ-4-0/230	ГАБ-4-Т/230	ГАБ-8-Т/230	ГАБ-12-Т/230
Номинальная мощность, кВт	1	1	2	2	4	4	8	12
Напряжение, В					230			
Коэффициент мощности					0,8			
Число фаз	1	3	1	3	1	3	3	3
Частота тока, Гц					50			
Коэффициент полезного действия при 100% нагрузке	0,68	0,68	0,68	0,69	0,7	0,73	0,78	0,82
Частота вращения, мин$^{-1}$					3000			
Ток статора, А	5,45	3,2	10,9	6,3	21,7	12,5	38	36,7
Масса генератора, кг	27	26	48	75	68	69	105	230
Способ возбуждения	Самовозбуждающиеся от дополнительной обмотки							

Таблица 8.13

Технические данные синхронных генераторов серий СГ и С

Шифр генератора	Номинальное значение					КПД	Данные возбуждения			Масса, кг
	мощность		частота вращения, $мин^{-1}$	ток статора (в А) при напряжении, В			мощность, кВт	напряжение, В	ток, А	
	кВ-А	кВт при cosφ-0,8		230	400					
СГ15/6	15	12	1000	37,5	21,7	0,83	0,41	24	17	280
СГ25/6	25	20	1000	63,0	36,5	0,87	0,60	31	19,5	330
СГ35/6	35	28	1000	88,0	50,5	0,88	0,88	38	20	500
СГ60/6	60	48	1000	150,5	87,0	0,90	1,15	52	22	600
С81-4	15	12	1500	37,5	21,7	0,81	0,44	20	22	260
С-117-4	125	100	1500							

Таблица 8.14

Технические данные синхронных генераторов серии ЕС

Шифр генератора	Номинальная мощность		Номинальное напряжение, В	Ток, А	Cosφ	Частота вращения, $мин^{-1}$	КПД	Масса, кг
	кВ·А	кВт						
ЕС-62-4с	21,5	17	400	21,7	0,8	1500	0,83	175
ЕС-81-6с	25	20	400/230	36/628	0,8	1000	0,86	300
ЕС-82-4с	37,5	30	400/230	54/94	0,8	1500	0,87	360
ЕС-83-6с	37,5	30	400/230	54/94	0,8	1000	0,87	360
ЕС-91-4с	67,5	50	400/230	90/157	0,8	1500	0,89	490
ЕС-97-6с	67,5	50	400/230	90/157	0,8	1000	0,89	540
ЕС-93-4с	93,7	75	400/230	135/235	0,8	1500	0,91	630

Таблица 8.15

Технические данные синхронных генераторов серии ЕСС

Шифр генератора	Номинал. мощность		Напряжение, В	Ток статора, А	Cosφ	К.п.д.	Данные возбуждения		Масса, кг
	кВ·А	кВт					ток, А	напряжение, В	
ЕСС-52-4	6,75	5	400/230	9/15,7	0,8	0,79	9,4/9,7	19,4/19,2	125
ЕСС-62-4	15,0	12	400/230	21/7/31,7	0,8	0,86	20,4/21,2	12/12,45	215
ЕСС-81-4	25,0	20	400/230	36/62,8	0,8	0,76	29/28,6	16,36/14,9	330
ЕСС-82-4	37,5	30	400/230	54,94	0,8	0,88	29/29	20,3/20,4	470
ЕСС-91-4	67,5	50	400/230	90,3/157	0,8	0,90	30,8/29	30,4/28,6	575
ЕСС-92-4	93,75	75	400/230	135/235	0,8	0,91	30/30,5	36/36,4	725

Таблица 8.16

Основные характеристики генераторов дизельных электростанций

Параметры	ДГС-81-4ЩФ2	ДГС-82-4ЩФ2	ДГС-91-4ЩФ2	ДГС-92-4ЩФ2	ПС-93-4	ГСФ-100	ГСФ-200
Номинальная мощность, кВт	12	20	30	50	75	100	200
Коэффициент полезного действия при 100% нагрузке	0,83	0,83	0,84	0,86	0,88	0,91	0,92
Частота вращения, $мин^{-1}$	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Ток статора, А	21,7/37,6	36/63	54/94	191/156	135/235	181/314	362/628
Масса генератора, кг	300	350	475	600	900	1070	1800
Способ возбуждения	От машиниого возбудителя					Статическая система возбуждения	

Примечание. Для всех приведенных генераторов:

иапряжение, В	400/230	число фаз	3
коэффициент мощности	0,8	частота тока, Гц	50

Таблица 8.17

Технические данные генераторов серии СГД, ГСД и МС

Марка генератора	Мощность, кВт	Частота вращения, мин$^{-1}$	Напряжение, кВ	Масса, кг	Марка дизель-электрического агрегата
СГД-12-24-12	120	500	0,4	-	4ДГ-19/30-2
СГД-12-24-10А	135	600	0,4	1000	4ДГА-19/30
СГД-400-1000	200	1000	0,4	-	АС-810
СГД-12-36-10	205	600	0,4	-	6ДГА-19/30-2
СГД-12-36-70	250	600	0,4	-	6ДГНА-19/30-2
СГД-15-26-20	270	300	0,4/0,23	1000	ДГ-270/400
СГД-400-1000	320	1000	0,4	1500	АС-808
СГД-13-42-12	320	500	0,4	-	ДГА-300
СГД625-1500	400	1500	0,4	-	ДГУ-400, ДГА-400Р
СГД-16-19-20	400	300	0,4	1500	ДГ-400/400
СГД-16-24-20	400	300	6,3	-	ДГ-400/6300
СГД625-1500	500	1500	6,3	-	АС-803
СГД625-1500	500	1500	0,4	-	АС-802
СГДС-13-52-8	575	750	0,4/6,3	-	ПДГ-5М
	600	375	0,4	-	Г-66
СГД-16-69-6	3500	1000	6,3	-	ДГ-4000-2
СГД-16-69-6	3500	1000	10,5	-	ДГ-4000-2
ГСС-103-8	100	750	0,4	-	ДГ-100-3
ГС-104-4	200	1500	0,4	-	ДГА-200
ГСД-630	630	375	0,4	-	ДГА-630
ГСД-1708-6	1000	750	0,4	-	7Д-100
МСА-72/4А	12	1500	0,4	-	АДЭС-20
МСА-73/4	20	1450	0,4	-	ДГМ-20
МСК-81/4	25	1500	0,23/0,4	-	ДГА-25-9
МСК-83/4	50	1500	0,23/0,4	-	ДГ-50-9
МСК-91-4	75	1500	0,23/0,4	-	ДГА-75/1500Т
МС-128-4	200	1500	0,23/0,4	-	ДГ-200/1
МС375/280-750	224	750	0,23/0,4	-	ДГР-224/750
МС-375-500	300	500	0,4	-	ДГР-300/500-1
МС-500	400	500	0,4	-	ДГА-400
МС-99-8/8	600	750	0,4	-	АД-50 (6ДГ-50М) 2ДГ-50М-ПЭ3
МСК-1875	1500	703	0,4	-	6ДГ

Синхронные генераторы переменного тока серии ГАБ используются в бензоэлектрических станциях.

Синхронные генераторы серий СГ и С используются в передвижных или стационарных электростанциях типа ПЭС, ЖЭС и ДЭС.

Синхронные генераторы серии ЕС с механическими выпрямителями применяются на дизель-электрических агрегатах ДЭС-30, ДЭС-40М, ДЭС-50 и др.

Синхронные генераторы серии ЕСС самовозбуждающиеся с питанием обмотки возбуждения от компаундирующего трансформатора и полупроводниковых выпрямителей применяются как на передвижных, так и на стационарных дизель-электрических агрегатах.

Синхронные генераторы серии ДГС и ГС применяются в передвижных электростанциях типа ЭДС и ЭСДА.

8.2. Электростанции

Электростанции являются основным источником энергии в неэлектрифицированных районах и условиях проведения буровых работ. Основные характеристики электростанций приведены в табл. 8.18-8.21.

Буквенное обозначение стационарных электростанций расшифровывается следующим образом: АСДА - агрегат стационарный дизельный автоматизированный; ДГА - дизель-генератор автоматизированный; АС - автоматизированная дизель-электрическая станция: Г - генераторная станция.

Буквенное обозначение передвижных электростанций расшифровывается так: АД - агрегат дизельный; ЭСД - электростанция дизельная передвижная; ДЭА - дизель-электроагрегат автоматизированный; ЭСДА - электростанция дизельная автоматизированная; ДЭС - дизель-электрическая станция.

Таблица 8.18

Основные техническне данные электростанций

Марка агрегата	Марка дизеля	Мощность, кВт	Частота вращения, мин$^{-1}$	Масса, т	Мотто-ресурс, тыс. ч
Э-4	1Ч-8,5/11	4	1500	0,36	10
Э-8	2Ч-8,5/11	8	1500	0,44	10
Э-16	4Ч-8,5/11	16	1500	0,53	10
ДЭСМ-30	Д-60Р	30	1500	1,84	8
ДЭСМ-50	Д-108	50	1000	3,2	10
ДЭС-60Р	АМ-01Е; ЯАЗ-206	60	1500	2,1	4,5
ТМЗ-ДЭ-104	6Ч-15/18 (Д-6)	100	1500	3,5	8
АСДА-200	12Ч-15/18 (Д-12)	200	1500	4,04	7
ДГС-100	6Ч-18/22	100	750	5,3	30
ПАЭС-1250	АМ-24	1250	1000	26,0	-
ПАЭС-1600	АИ-26	1600	1000	28,0	-

Таблица 8.19

Характеристика стацнонарных электростанций

Типы ДЭС	Номинальная мощность, кВт	Частота вращения, $мин^{-1}$	Тип двигателя	Система охлаждения двигателя	Расход топлива, кг/ч
АСДА-5Р	5	1500	2Ч-8,5/11	Радиаторная	2,5
АСДА-2-12Р	12	1500	2Ч-8,5/11	-"-	5
АСДА-2-20Д	20	1500	4Ч-10,5/13	Двухконтурная	8
АСДА-2-50Р	50	1500	4Ч-10,5/13	Радиаторная	16
АСДА-2-50Д	50	1500	6Ч-12/14	Двухконтурная	16
АСДА-100Т/400-3Р	100	1500	6Ч-12/14	Радиаторная	29
АСДА-200Т/400-3Р	200	1500	1Д6-БГ	-"-	50
АСДА-200Т/400-3Д	200	1500	1Д12-КС	Двухконтурная	50
ТМЗ-ДЭ-200	200	1500	У1Д12-С	Радиаторная	48
ДГА-48М	48	1500	6Ч-12/14	-"-	15
ДГА-75М	72	1500	6ЧН-12/14	-"-	23
АС-808	320	1500	12ЧН-18/20	Двухконтурная	80
АС-816	500	1500	12ЧН-18/20	-"-	120
Г-66	660	375	6ЧН-36/45	Радиаторная	145
Г-72	780	375	6ЧН-36/45	-"-	140
ДГА-300	300	500	6ЧН-25/34	-"-	76
ДГА-400	400	1500	12ЧН-18/20	-"-	98

Таблица 8.20

Характернстика передвижных электростанций

Типы электроагрегатов ДЭС	Номинальная мощность, кВт	Частота вращения, $мин^{-1}$	Тип двигателя	Расход топлива л/ч
АД-5Т/230,400	5	1500	2Ч-8,5/11	2,5
АД-8Т/1В	8	1500	Д-21	4
ЭСД-10Т/230М, 400М	10	1500	4Ч-8,5/11	4,6
ЭСД-16Т/230, 400	16	1500	4Ч-8,5/11	7,8
ЭСД-20МТ/230,400	20	1500	ДП-20	9,6
ЭСД-30Т/230М2, 400М2	30	1500	ЯАЗ-М204Г	14,4
ЭСД-50Т/230М, 400М	50	1500	1Д6-100АД	22
ЭСД-75Т/230И, 400М	75	1500	1Д6-150АД	27
ДЭА-100Б	100	1500	ЯМЗ-238	27
ЭСДА-100Т/400А3РК	100	1500	1Д6-КС	29
ДЭС-100	100	1500	ЯМЗ-238А	27
ДЭС-100А	100	1500	ЯМЗ-238А	27
ДЭС-100П				
ЭСДА-200Т/400А1РКМ	200	1500	1Д12-КС	56,4
ЭСДА-200/400А3РК	200	1500	1Д12-КС	56,4

Таблица 8.21

Технические характеристики передвижных электростанций серии АД

Агрегат	Мощность, кВт	Напряжение, В	Сила тока, А	Двигатель	Генератор	Масса, кг
АД-5-Т/230	5	230	15,7	А-2Ф-248,5/11	ЕС-52--4С-Ф	710
АД-10-Т/230	10	230	31,5	4Ч-8,5/11	ДГС-81/4ЩФ-2	1170
АД-10-Т/400	10	400	18	4Ч-8,5/11	ДГС-81/4ЩФ-2	1700
АД-10-П-115	10	115	87	4Ч-8,5/11	ПД-62	1040
АД-20-Т-400	20	400	36	Д-40А	ДГС-84/4ЩФ-2	2200
АД-30-Т/400	30	400	54	ЯАЗ-М204Г	ДГС-91-4ЩФ-2	1810
АД-50-Т-400М	50	400	91	196-100АД	ДГВ-82-4К	3600
АД-75-Т-400М	75	400	136	1Д6-150АД	ПС-93-4	4000
АД-100-Т-400	100	400	150	1Д6-КС	ГСФ-100М	2705
АД-200-Т-400	200	400	360	1Д12В-300	ГСФ-200	3760

Примечание.
Частота вращения двигателей агрегатов серии АД составляет 1500 $мин^{-1}$.

8.3. Привод от двигателей внутреннего сгорания (ДВС)

Двигатели внутреннего сгорания широко применяются для привода в действие различного бурового оборудования. К ним относятся как дизельные (табл. 8.22 и 8.23), так и карбюраторные ДВС (табл. 8.24).

Таблица 8.22

Основные характеристики дизельных двигателей

Марка двигателя	Номинальная мощность, кВт	Частота вращения, $мин^{-1}$	Частота вращения при максимальном крутящем моменте, $мин^{-1}$	Расход топлива, г/кВт·ч	Охлаждение	Масса, кг	Моторесурс, ч
Тракторные дизели							
Д-48	35	1600	-	147	Водяное	660	-
Д-65	44	1750	-	136	-"-	600	-
Д-54А	40	1300	-	150	-"-	1150	-
Д-21А	22	1800	1400	140	Воздушное	270	5000
Д-120	25	2200	-	140	-"-	-	5000
Д-22А	31	1800	-	129	-"-	320	5000
Д-37Е	42	1800	1400	136	-"-	390	5000
Д-144	44	2200	-	136	-"-	-	5000
Д-160	79	2200	-	136	-"-	510	5000
Д-160Т	88	2200	-	136	-"-	-	5000
Д-50	40	1700	1250	144	Водяное	420	5000
Д-60Н	44	1800	1250	140	-"-	420	-
Д-240	55	2200	1350	140	-"-	430	5000
Д-240Т	66	2200	1350	140	-"-	445	-
Д-260	88	2200	1400	136	-"-	530	6000

Д-260Т	110	2200	-	136	-"	-	
СМД-14	55	1700	1300	144	-"	675	5000
СМД-14Н	59	1800	1400	136	-"-	675	6000
СМД-18	66	1700	-	-	-"-	690	-
СМД-17К	74	1900	1400	144	-"-	650	3000
СМД-17КН	74	1900	-	136	-"-	650	3000
СМД-20Н	88	2000	-	136	-"-	710	3000
СМД-60	118	2000	1500	136	-"-	900	5000
СМД-62	132	2100	1500	136	-"-	930	5000
СМД-64	122	1900	1500	136	-"-	900	5000
СМД-80	185	2200	1600	133	-"-	1050	5000
А-41	66	1750	1200	129	-"-	1020	4500
А-49	74	1900	-	136	-"-	900	5000
А-41Т	81	1750	-	133	-"-	-	5000
А-50Т	110	2000	-	133	-"-	920	-
А-01М	96	1700	1150	136	-"-	1280	5000
А-09	110	1900	-	136	-"-	1100	5000
А-01Т	118	1700	-	133	-"-	1180	5000
А-12Т	170	2000	-	133	-"-	1160	-
ЯМЗ-238НБ	159	1700	1200	129	-"-	1170	6000
ЯМЗ-240Б	220	1900	1500	129	-"-	1670	5000
Д-130	103	1070	800	129	-"-	2000	4500
Д-160	118	1250	950	125	-"-	2072	5000
8ДВТ-330	240	1700	1300	133	Воздушное	1650	-
12ДВТ-500	370	1900	1400	133	-"-	2600	-
Автомобильные дизели							
ЯМЗ-740	155	2600	1500	122	Водяное	750	5000
ЯМЗ-741	190	2600	1500	122	-"-	890	5000
ЯМЗ-236	132	2100	1400	123	-"-	820	6000
ЯМЗ-238	176	2100	1400	123	-"-	1070	6000
ЯМЗ-240	266	2100	1500	123	-"-	1640	6000
ЯМЗ-240Н	370	2100	1500	123	-"-	1710	5000

Таблица 8.23

Технические характеристнки дизельных двнгателей, применяемых при буренни глубоких скважнн

Параметры	Марка дизелей					
	В2-450	У1Д6-С2	У1Д6-С3	У1Д6-100-АД-С3	У1Д6-150-АД-С3	ЯМЗ-226
Тип	Четырехтактный бескомпрессорный с непосредственным распылением топлива					
Число цилиндров	12	6	6	6	6	6
Расположение цилиндров	V-образное	Однорядное				V-образное
Диаметр цилиндров, мм	150	150	150	150	150	130
Ход поршней, мм:						
левой группы	180	-	-	-	-	-
правой группы	186,7	-	-	-	-	-
Степень сжатия	14-15	14	14	14	14	16,5
Номинальная мощность, кВт	331	121	121	74	110	132
Частота вращения, мин$^{-1}$:						
при номинальной мощности	1600	1500	1500	1500	1500	2100
минимально устойчивая	600	500	500	500	500	450-550
Рабочий объем дизеля, л	38,8	19,1	19,1	19,1	19,1	11,15
Порядок работы	1л-6п-5л-2п-3л-4п-6л-1п-2л-5п-4-3п	1-5-3-6-2-4				1-4-2-5-3-6
Удельный расход, г/л с.ч:						
топлива**	167+5%	176+5%	170+5%	185+5%	176+5%	175
масла	5	6,1	4,2	7	5,2	5

Начало открытия впускного клапана до ВМТ, градус	20±3	20±3	20±3	20±3	20±3	20
Конец закрытия впускного клапана после НМТ, градус	48±3	48±3	48±3	48±3	48±3	56
Начало открытия выпускного клапана до НМТ, градус	48±3	48±3	48±3	48±3	48±3	56
Конец закрытия выпускного клапана после ВМТ, градус	20±3	20±3	20±3	20±3	20±3	20
Угол опережения подачи топлива, градус	31±1	29±1	29±1	29±1	29±1	Устанавливается муфтой
Первоначальное давление впрыска топлива, МПа	21	21	21	21	21	15
Масса, кг:						
воды системы охлаждения	60	60	60	60	60	20*
масла системы смазки	130	60-75	60-75	60-75	60-75	24
дизеля (сухого)	1400	1300	1450	1300	2300	820

Примечание.

*Без радиатора.

**В процентах указан повышенный расход топлива в осенне-зимний сезон.

Таблица 8.24

Основные характеристики карбюраторных двигателей

Марка двигателя	Мощность, кВт	Частота вращення, мин$^{-1}$	Расход топлива, г/кВт·ч	Масса, кг
"Дружба-4"	3	5200	400	5,5
2СД-М1	1,5	3000	290	21
УД-15	3	3000	240	41
УД-25	6	3000	230	61
М3МА-407 Д1	11	3000		170
332Б	22	1500	176	185
3М3-53	29	1500	169	250
3М3-54	44	1500	172	250
ЗИЛ-375	62	1500	176	435

8.4. Дизель-гидравлический привод

В приводе буровых установок глубокого бурения в сочетании с дизельным ДВС часто используют гидротрансформатор. Дизельный двигатель и гидротрансформатор объединяются в один блок, называемый дизель-гидравлическим агрегатом (табл. 8.25). Наличие гидротрансформатора предохраняет ДВС от перегрузок, в процессе выполнения СПО.

Таблица 8.25

Технические характернстики дизель-гидравлических агрегатов

Параметры	САТ-4М	САТ-450	СА-6	СА-10	АДГ-1000
Максимальная выходная мощность, кВт	235	250	265	353	625
Эксплуатационный диапазон частот вращения выходного вала, мин$^{-1}$	1350	1350	1300	1000	800
Максимальный крутящий момент в пределах эксплуатационного диапазона, кН·м	3,8	4	4	5	8
Коэффициент полезного действия		0,85-0,74	0,85-0,74	0,85-0,74	0,85-0,73
Габариты, мм:					
длина		3257	3935	4250	5365
ширина		1472	1680	1500	1857
высота		2297	2025	2252	2635
Масса, кг	3100	4431	5050	8500	13700
Двигатель	1Д12Б	В2-450	В2-ТК	6ЧН-21/21	6ЧН-26/26
номинальная мощность, кВт	235	330	330	463	735
частота вращения при номинальной мощности, мин$^{-1}$	1600	1600	1250	1200	1000
масса, кг	1700	1450		4800	8000
Гидротрансформатор	ТТК1	ТТК1	ТТК-669	ТТК-745	ТТК-932
мощность (входная), кВт	294	294	294	426	
коэффициент трансформации	3,3	3,3	3,2-4	3,2-4	3-4
масса, кг	327	400		750	1080

8.5. Гидропривод

Гидроприводом называется совокупность устройств, предназначенных для передачи энергии посредством жидкости от приводящего двигателя к потребителю (рис. 8.1).

В общем случае в состав гидропривода входят насос, напорная линия и гидродвигатель (гидромотор), составляющие гидропередачу (гидротрансмиссию, а также система контроля управления, гидроемкость (гидробак).

В объемных гидравлических машинах (насосах, гидродвигателях) в процессе работы происходит изменение, в основном, потенциальной энергии давления жидкости.

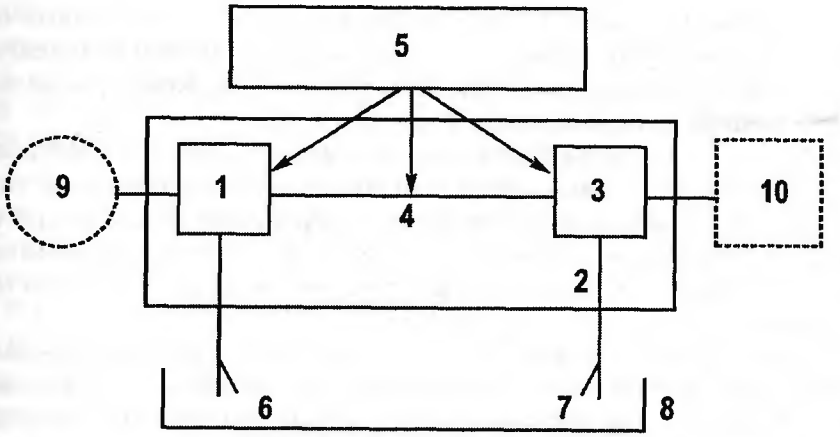


Рис.8.1. Структурная блок-схема бурового гидропривода

1 - насос; 2 - напорная гидролиния; 3 - гидродвигатель; 4 - гидропередача; 5 - система контроля и управления; 6 - всасывающая гидролиния; 7 - сливная гидролиния; 8 - гидроемкость; 9 - приводящий двигатель (гидроаккумулятор, главная магистраль); 10 - потребитель (нагрузка)

В собственно динамических гидравлических машинах (насосах, турбинах) в процессе работы существенно изменяется кинетическая энергия потока жидкости. Простейшие гидравлические машины (водоподъемники, турбины) изменяют, в основном, потенциальную энергию положения жидкости.

В состав динамической гидропередачи входят динамический насос и динамический двигатель или гидромуфта (турбомуфта), или гидротрансформатор (турботрансформатор). Примерами динамических насосов, применяемых в бурении, являются лопастные динамические насосы - центробежные и осевые, примером динамических насосов трения - струйные насосы (эжекторы, инжекторы, гидроэлеваторы). К динамическим гидродвигателям, применяемым в буровом деле, можно отнести, в первую очередь, турбобуры и гидроударные машины. Динамическими гидропередачами являются гидротрансформаторы в составе дизель-гидравлических агрегатов, гидродинамические тормоза буровых лебедок, а также струйные насосы, работающие совместно с центробежными при скважинных откачках воды.

В составе объемной гидропередачи - объемный насос и объемный гидродвигатель. К буровым объемным насосам и гидродвигателям относятся шестеренные, поршневые (плунжерные), аксиально-поршневые (аксиально-плунжерные), винтовые, шиберные (пластинчатые), радиально-поршневые (радиально-плунжерные) и планетарно-роторные гидромаши-

ны. Объемными гидропередачами являются системы: шестеренный (пластинчатый или иной) маслонасос - гидроцилиндр, аксиально-поршневой насос - аксиально-поршневой гидродвигатель, плунжерный промывочный насос - винтовой гидродвигатель и многие другие.

В состав комплексной гидропередачи входят либо объемный насос и динамический двигатель, либо динамический насос и объемный гидродвигатель. Буровыми комплексными гидропередачами являются системы: поршневой промывочный насос - турбобур, плунжерный промывочный насос - гидроударник, плунжерный промывочный насос - струйный насос и другие.

Кроме того, в буровом деле при скважинных откачках жидкостей (воды, нефти) находят применение газлифты и эрлифты, а также некоторые простейшие водоподъемники (ленточные, шнуровые и некоторые другие насосы).

Ниже рассмотрены основные технические характеристики объемных гидравлических машин, применяемых в гидросистемах буровых станков (табл. 8.26-8.34). Технические характеристики иных видов гидроприводов, применяемых в бурении, приведены в соответствующих разделах справочника.

Таблица 8.26

Осиовные характеристики гидродвигателей

Тип гидродвигателя	Давление, МПа	Частота вращения, $мин^{-1}$	Крутящий момент, Н·м	Мощность, кВт
Мотор-насос МНШ-46У	10	1650	43	5
Гидродвигатели радиально-поршневые высокомоментные:				
МР-0,16/10			240	6
МР-0,25/100	10	2400	380	9
Мотор-насос аксиально-поршневой нерегулируемый МН-250/100	10	1500	370	56
Насосы-моторы аксиально-поршневые:				
МНА-16/200	20	1500-3000	47,5	7
МНА-63/200	20	1500-1920	189	19
Насос-моторы аксиально-поршневые нерегулируемые:				
РМНА-32/320	32	1500-3000	166	27
РМНА-63/320	32	1500-2400	326	52
РМНА-90/320	32	1500-2400	457	75
РМНА-125/320	32	1500-2100	646	102
РМНА-256/320	32	1500-1800	1296	206
Гидродвигатели нерегулируемые 21012; 210.16; 210.20	16 16 16	1500-2240 1500-1850 1500-2800	28,3 68,5 133,0	4,4 10,5 20,4

В качестве рабочей жидкости насоса НШ-10Е следует применять: а) летом - дизельное масло ДП-11, ДС-11 (М-10Б), автотракторное масло Ак15, моторное масло М-10В и М-10Т; б) зимой - дизельное масло ДП-8, ДС-8 (М8Б), автотракторное масло АКП-10 (М10Б), моторное масло М-8В, М-8Г.

Температура рабочей жидкости в гидравлической системе должна быть равной: а) для масел ДП-11, ДС-11, АК-15, М-10В. М-10Г - от 20 до 80^0С; б) для масел ДП-8, ДС-8, АКП-10, М-8В, М-8Г - от -10^0С до $+25^0$С. Гарантированный срок службы - 4000 моточасов.

Насос НШ-46У может использоваться и в качестве гидродвигателя.

В качестве рабочей жидкости в насосах НШ-32У и НШ-46У применяется моторное масло М-10В. Охлаждение гидросистемы должно обеспечивать температурный режим 50 ± 5^0С при температуре окружающей среды 20^0С.

Техническая характеристика шестеренного насоса НШ-10Е

Рабочий объем насоса, $см^3$	10
Давление, МПа:	
номинальное на выходе из насоса	10
максимальное	14
Подача насоса, л/мин	13,8
Частота вращения вала насоса, $мин^{-1}$:	
минимальная	1100
номинальная	1500
максимальная	2200
Объемный КПД насоса, не менее	0,92
КПД насоса, не менее	0,80
Мощность насоса, кВт	3,0
Абсолютное давление на входе в насос, МПа	0,074
Максимальное избыточное давление, МПа	0,2
Оптимальная вязкость рабочей жидкости, $мм^2/с$	60-70
Номинальная тонкость фильтрации, мкм	80
Масса (без присоединительной арматуры), кг	2,6
Класс чистоты рабочей жидкости	15
Направление вращения ведущего вала насоса	Правое или левое

Аксиально-поршневой нерегулируемый мотор-насос МН-250/100 служит как для преобразования энергии потока масла во вращательное движение выходного вала, так и для нагнетания рабочей жидкости в гидросистеме различных гидрофицированных машин. Мотор-насос выполняется с клапанной коробкой, которая устанавливается на заднюю крышку мотор-насоса, работающего в режиме мотора, и предназначается для защиты от перегрузок гидравлической цепи, в которую включен мотор-насос. При использовании мотор-насоса в качестве насоса клапанная коробка должна быть снята и вместо нее поставлена специальная заглушка.

Таблица 8.27

Техническая характеристика шестеренных насосов НШ-32У и НШ-46У

Марка насоса	НШ-32У	НШ-46У
Теоретическая подача масла насосом за один оборот вала, $см^3$	31,7	46,5
Давление, МПа:		
рабочее	10	
максимальное	14	
Рабочая частота вращения вала насоса, $мин^{-1}$	1100-1650	
Направление вращения приводного вала	Правое или левое	
Объемный к.п.д., не менее	0,92	
Масса без присоединительной аппаратуры, кг	6,6	7

Таблица 8.28

Техническая характеристика мотор-насоса МН-250/100

Давление нагнетания, МПа:		
номинальное	10	10
максимальное	16	16
максимальное	-	1
Номинальный крутящий момент, Н·м	-	370
Частота вращения, $мин^{-1}$	1000	1500
Номинальная подача, л/мин	245(241)	380(384)
Номинальная мощность, кВт	45(44,3)	57(56)
Коэффициент полезного действия:		
объемный	0,96(0,93)	-
гидромеханический	-	0,96
полный	0,92(0,89)	0,92(0,89)
Утечки из дренажного отверстия, $см^3$/мин	-	1400(2500)
Масса, кг:		
с клапанной коробкой	79	79
без клапанной коробки	68,4	68,4

Примечание. Основные технические параметры приведены при работе с маслами вязкостью 20-22 $мм^2/с$ и температуре +4- -50°С. Параметры в скобках приведены при работе с маслами вязкостью 9-14 $мм^2/с$ и при температуре +45- -50°С.

Техническая характеристика гидродвигателя (насоса) 210.20Б

Рабочий объем, $см^3$	54,8
Давление нагнетания, МПа:	
номинальное	16
максимальное	25
Частота вращения, $мин^{-1}$	
номинальная	1500
максимальная	1850
максимальная с подпиткой	3150
Номинальная подача насоса, л/мин	79,3

Номинальный поток гидродвигателя, л/мин	85,2
Номинальная мощность насоса, кВт	23,6
Номинальная эффективная мощность гидродвигателя, кВт	19,8
Номинальный крутящий момент гидродвигателя, Н·м	133
КПД при номинальных параметрах и вязкости рабочей жидкости 33 $мм^2/с$:	
полный	0,91
объемный	0,965
Ресурс до капитального ремонта при номинальных параметрах, ч	4000
Масса, кг, не более	17,5
Вязкость, $мм^2/с$	16-33
Температура, °С:	
минимальная	+40
максимальная	+75
Тонкость фильтрации, мкм	25-40

Таблица 8.29

Основные параметры аксильно-поршневых насосов типа Г13-3М и типы вспомогательных насосов

Параметр	Г13-35М; Г13-35МЛ	2Г13-35М; 2Г13-35МЛ	2Г13-35МС; 2Г13-35МСП; 2Г13-35МСЛ; 2Г13-35МСПЛ	Г13-36М; Г13-36МЛ	2Г13-36М; 2Г13-36МЛ	2Г13-36МС; 2Г13-36МСЛ; 2Г13-36МСПЛ
Рабочий объем, $см^3$	71			140		
Подача, л/мин: номинальная	100			200		
минимальная рекомендуемая при номинальном давлении, не менее	10			20		
КПД, не менее:			0,95			
объемный	0,95	0,95	0,85	0,96	0,96	0,96
полный	0,88	0,86		0,885	0,865	0,855
Номинальная мощность, кВт, не более	29	30	31	59,5	61,5	63
Время реверса потока масла, с, не более	-	0,3		-	0,3	
Подача вспомогательного пластинчатого насоса, л/мин, не менее	-	9	9(14,6)	-	9	18(35)
Масса, кг, не более	111	151	157	119	159	165
Тип вспомогательного пластинчатого насоса	-	БГ12-21М	БГ12-22М	-	БГ12-21М	12Г12-33АМ

Примечания.

1. Частота вращения ($мин^{-1}$): номинальная и максимальная 1500; минимальная 960.
2. Давление на выходе из насоса (МПа): номинальное 16; максимальное 20 (продолжительность не более 30с с интервалом в 1 мин в течение 5% от общего ресурса).

*При работе насоса на давлении ниже номинального допускается снижать давление управления при условии нормальной работы механизма.

3. Абсолютное давление на входе (МПа): максимальное 1,5; минимальное 0,085. 4. 90%-ый ресурс 7000 ч (предельное состояние - падение объемного КПД ниже 0,8).

5. 90-ная наработка до первого отказа 3500 ч.

6. Указанные в скобках подачи 14,6 и 35 л/мин могут использоваться для питания вспомогательных станочных механизмов при давлении до 6 МПа.

Таблица 8.30

Основные параметры аксиально-поршневых насосов с гидравлическим управлением типа 2Г15-1

Параметры	2Г15-15	2Г15-14
Рабочий объем, $см^3$	71	140
Подача, л/мин, при частоте вращения, $мин^{-1}$:		
960	0-68()	0-134
1440	0-100()	0-200
Давление на выходе из насоса, МПа:		
номинальное	6,3	
минимальное	4	
Давление на входе, МПа	0,2-0,5	
Мощность приводного электродвигателя, кВт	7,5	17
Потребляемая мощность при отсутствии расхода масла в гидросистеме, кВт, при частоте вращения, $мин^{-1}$:		
960	0,5	1,0
1440	0,75	1,5)
Номинальная тонкость фильтрации масла, мкм, не грубее	16	
Масса, кг, не более:		
насоса	25	37
насоса с кронштейном и приводным электродвигателем	160	160

Примечание. Без скобок указаны значения параметров насоса 2Г15-14 , в скобках - 2Г15-15.

Таблица 8.31

Основные параметры поворотных гидродвигателей типа ДПГ

Параметр	ДПГ16	ДПГ63	ДПГ125	ДПГ200
Рабочий объем на угол поворота 270^0, $см^3$	50	200	400	630
Расход масла при максимальной скорости поворота, л/мин	1,6	6,3	12,5	20
Давление страгивания без нагрузки, МПа	0,03		0,04	
Номинальный крутящий момент, Н·м	160	630	1250	2000
Полный КПД при номинальных параметрах	0,94	0,92	0,89	0,9
Масса, кг	4	14	40	45

Примечания. 1. Давление нагнетания (МПа): номинальное 16, максимальное 20.

2. Максимальное давление в сливной линии 16 МПа.

3. Максимальная скорость поворота вала 180^0/с.

Таблица 8.32

Основные параметры аксиально-поршневых гидромоторов типа Г15-2

Параметр	Г15-21Н	Г15-22Н	Г15-22М	Г15-23Н	Г15-23М	Г15-24Н	Г15-24М	Г15-25Н
Рабочий объем, $см^3$	11,2	20		40		80		160
Номинальный расход масла, л/мин	10,8	19,2		38,4		76,8		154
Давление на входе, МПа:								
номинальное	6,3							
максимальное	12,5							
минимальное	0,5	1	0,5	1	0,5	1	0,5	
Давление на выходе, МПа:								
максимальное (при отсутствии нагрузки)	6,3		6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
минимальное	0,08		0	0,08	0	0,1	0	0,15
Частота вращения, $мин^{-1}$:								
номинальная	960	960	960	960	960	960	960	960
максимальная	2400	2100	2100	1800	1800	1500	1500	1300
минимальная при номинальном моменте	40	30	40	20	30	20	20	20
минимальная при перепаде давлений 2,5 МПа	16	8	-	4	-	2	-	1
мин. при крутящей моменте не более 0,7 $М_{ном}$	-	-	4	-	2	-	1	-
Крутящий момент, Н·м, не менее:								
номинальный	9,4	16,7	14,7	33,3	29,4	66,7	58,8	133
при перепаде давлений 2,5 МПа и мин. частоте вращения (4; 2 и 1 $мин^{-1}$)	-	-	4	-	8	-	16	-
Эффективная мощность номинальная, кВт, не менее*	0,96	1,7	1,5	3,4	3,0	6,8	6,0	13,6
КПД полный, не менее	0,87		0,8	0,87	0,8	0,87	0,8	0,87
Утечка масла из дренажного отверстия, $см^3$/мин, не более	100	120		180		250		500
Доп. нагрузка на вал, Н:								
радиальная	250	420		800		1250		2500
осевая	25	40		80		125		250
Масса, кг	4,5	7	10,5	12	17	20	28,5	40

*При работе гидромоторов с частотой вращения больше номинальной перепад давлений (разность между давлениями на входе и выходе) должен быть уменьшен с таким расчетом, чтобы мощность не превышала номинальной.

Примечания: 1. Через 5000 ч работы допускается уменьшение полного КПД на 0,5.

2. Максимальное давление в дренажной линии 0,05 МПа.

ГЛАВА 9

Пневмо- и гидроударники

Пневмоударники (табл. 9.1-9.3) разработаны и применяются как при бурении разведочных скважин, так и при бурении взрывных, гидрогеологических и технических скважин.

Отечественные конструкции разведочных превмоударников либо имеют индекс «РП», за которым указывается число, означающее внешний диаметр корпуса пневмоударника, выраженный в миллиметрах, либо индекс «ПН» (современные разработки), за которым указан минимальный диаметр долота или буровой коронки, либо индекс «ПКР» (кольцевые пневмоударники для бурения с пневмотранспортом породы по центральному каналу пневмоударника и бурильных труб).

Пневмоударники отечественных конструкций, служащие для бурения скважин при разработке месторождений изготавливают двух типов: с индексом «П» для открытых горных работ и с индексом «ПП» для подземных горных разработок. Первое число, стоящее за этими буквами, обозначает на диаметр скважины в миллиметрах, а следующее за ним – ударную мощность, выраженную в киловаттах.

Пневмоударник РП-130 выполнен с клапанным распределением воздуха, пневмоударники РП-111 и РП-94 – по схеме бесклапанного распределения. Пневмоударник РП-130М отличается от РП-130 тем, что у него шлицевой шток, хвостовик и нижний переходник выполнены в виде одной детали, а крутящий момент передается с помощью специальных шпонок.

Пневмоударник РП-130 состоит из воздухораспределительного клапанного устройства и ударного узла, объединенных в едином корпусе. Поршень ударного узла разделяет полость цилиндра на верхнюю и нижнюю камеры. Работа пневмоударника происходит при ударе поршня по хвостовику за счет периодического поступления сжатого воздуха в верхнюю или нижнюю камеры и зависимости от положения поршня и перекидного клапана. Перед запуском пневмоударника поршень находится в крайнем нижнем положении. Сжатый воздух, проходя через верхнюю камеру, перекидывает первое крыло перекидного клапана и через открывшийся канал проходит в нижнюю камеру. Под давлением воздуха

поршень движется вверх. Давление в верхней камере повышается и в определенный момент превышает давление в сети. В результате клапан перекидывается, закрывая доступ воздуха в нижнюю камеру. Под давлением воздуха поршень движется вниз. После удара поршня по хвостовику начинается повторение цикла холостой ход – рабочий ход.

Особенностью бесклапанных пневмоударников РП-94 и РП-111 является схема распределения воздуха, в которой роль клапана выполняет поршень в паре с цилиндром. Принцип действия пневмоударника основан на возвратно-поступательном движении поршня-ударника за счет периодического поступления сжатого воздуха через радиальные отверстия в цилиндре. Движение поршня вверх ограничивается воздушной подушкой, которая образуется за счет части воздуха, отсекаемого в верхней камере, а вниз – промежуточным хвостовиком, передающим удар через шлицевую втулку и нижний переходник на колонковую трубу. Отработанный воздух поступает в кольцевой зазор между цилиндром и корпусом, затем, проходя по отверстиям в шлицевой втулке, поступает через обратный клапан в колонковую трубу и далее на забой.

Все пневмоударники имеют автоматическую блокировку, которая останавливает работу ударного узла, не прекращая подачу воздуха на забой. Это позволяет периодически продувать скважину более интенсивно и при необходимости проводить спускоподъемные работы с одновременной подачей воздуха в скважину.

Таблица 9.1

Технические характеристики разведочных пневмоударников типа РП

Тип пневмоударника	РП-130 (РП-130М)	РП-111	РП-94
Диаметр, мм:			
породоразрушающего инструмента	152-132	113	96
корпуса	130	111	94
Длина, мм	1043	982	958
Масса, кг	62	46	36
Глубина бурения, м, при давлении воздуха в сети 0,6-0,7 МПа:			
в сухих породах	250-300	250-300	250-300
в обводненных породах	2100-150	100-150	100-150
Энергия единичного удара, Дж	250-300	140-160	90-100
Число ударов в 1 мин	900-1100	1500-1800	1500-1800
Расход воздуха, $м^3$/мин	10-12	7-9	5-6
В том числе на работу ударного узла	6,5-7,5	4-4,5	3-3,5
Номинальный перепад давления в пневмоударнике, МПа	0,4	0,4	0,4

Таблица 9.2

Технические характеристики разведочных пневмоударников типа ПН

Параметры	Марка пневмоударника			
	ПН-76	ПН-93	ПН-112	ПН-132
Номинальный перепад давления, МПа:				
при давлении воздуха 0,7 МПа	0,6	0,6	0,6	0,6
при давлении воздуха 2,5 МПа	1,2	0,9	0,9	0,9
Ударная мощность, кВт:				
при перепаде давления 0,6 МПа	1,8	2,2	3,0	5,6
при перепаде давления 0,9 МПа	3,4	3,3	4,4	8,4
Частота ударов, не менее, Гц:				
при перепаде давления 0,6 МПа	22,5	18,3	17,6	17,6
при перепаде давления 0,9 МПа	25	19,8	19,5	19,1
Полный ресурс, м, в породах:				
VI-VIII категории	1900	1900	1900	1900
IX категории	1000	1000	1000	1000
X-XII категории	500	500	500	500
Масса, кг	21	35	53	75

Таблица 9.3

Технические характеристики кольцевых пневмоударников типа ПКР

Параметры	Марка пневмоударника						
	ПКР-76	ПКР-90	ПКР-110	ПКР-130	ПКР-150	ПКР-190	ПКР-245
Диаметр коронки, мм	76	93	112	132	152	192	245
наружный							
анутренний	26	30	38	48	60	60	80
Расход воздуха, $м^3$/мин	6-8	6-8	8	8-10	10	16	16-20
Давление воздуха, МПа	12-18	6	6	6	6	6	6
Энергия единичного удара, Дж	100-200	110	130	150	200	300	350
Частота ударов, $с^{-1}$	17-20	167	167	167	167	167	167
Типоразмер двойной бурильной колонны	ТБД-73	ТБД-89, ТБД-73	ТБД-108, ТБД-89	ТБД-127, ТБД-89	ТБД-127	ТБД-127	ТБД-127

Гидроударники марок Г-7 и Г-9 (табл. 9.4) выпускались ранее отечественной промышленностью для бурения в породах средней твердости и твердых специальными твердосплавными коронками и шарошечными долотами диаметрами 59 и 76 мм. Эти гидроударники относятся к среднечастотным гидроударным машинам.

Таблица 9.4

Технические характеристики гидроударников Г-7 и Г-9

Показатель	Марка гидроударника	
	Г-7	Г-9
Диаметр, мм:		
скважины	76	59
корпуса	70	54
Рабочий агент	вода	вода
Расход рабочего агента, л/мин:		
без понизителя	180-200	14-0-180
с понизителем	100	-
Перепад давления в машине, МПа:		
без понизителя	1,5	1,5
с понизителем	3	-
Ресурс рабочего времени, ч	300	300
Масса ударника, кг	11	10
Энергия единичного удара, Дж	60-70	50-60
Количество ударов в 1 мин	1200	1200
Длина, мм	2000	2500
Масса машины, кг	50	31

Высокочастотные гидроударники типа ГВ предназначены для бурения скважин диаметром 59-93 мм обычными твердосплавными и алмазными буровыми коронками (табл. 9.5).

Таблица 9.5

Технические характеристики гидроударников ГВ-5 и ГВ-6

Показатель	Марка гидроударника	
	ГВ-5	ГВ-6
Диаметр, мм:		
скважины	76-93	59-76
корпуса	73	57
Рабочий агент	вода или глинистый раствор	вода или глинистый раствор
Расход рабочего агента, л/мин	130-150	80-100
Перепад давления в машине, МПа	1,0-1,5	0,5-0,8
Ресурс рабочего времени, ч	250* 400**	200* 400**
Масса ударника, кг	8	6
Энергия единичного удара, Дж	10-15	5-8
Количество ударов в 1 мин	2800-3600	2500-3200
Длина, мм	1280	1570
Масса машины, кг	26	25

*При использовании глинистого раствора.
**При использовании воды

Унифицированные гидроударные машины типов Г-59 и Г-76 предназначены для бурения скважин обычными (для вращательно-ударного) и специальными (для ударно-вращательного бурения) твердосплавными и алмазными коронками и долотами в породах VII-XII категорий по буримости.

Унификация гидроударников позволяет выполнять их регулировку для ударно-вращательного (высокая энергия и средняя частота ударов, индекс «У» в марке машины) и вращательно-ударного (малая энергия и высокая частота ударов, индекс «В» в марке машины).

Включение в состав бурового снаряда отражателя гидроударных волн (индекс «О» в марке машины) обеспечивает снижение подачи промывочной жидкости, повышение забойной мощности и увеличение глубины применения. В качестве промывочной жидкости может использоваться вода или глинистый раствор вязкостью до 25с (табл. 9.6).

Таблица 9.6

Технические характеристики унифицированных гидроударников Г59 и Г76

Показатель/Марка гидроударника	Г59У	Г59В	ГГ59ВО	Г76В	Г76ВО	Г76У	Г76УО
Диаметр, мм: скважины / корпуса	59 / 57	59 / 57	59 / 57	76 / 70	76 / 70	76 / 70	76 / 70
Глубина бурения, м		700	2000	800	2000	700	1500
Расход жидкости, л/мин	100-130	60-80	20-30	80-120	40-50	180-200	70-80
Энергия удара, Дж	50-60	5-7	6-15	10-12	12-17	25-30	30-45
Частота удара, Гц	20	35-75	60-70	30-45	50-55	20-25	30-40
Перепад давления в машине, МПа	1,2-1,5	1,4-1,7	3,2-3,5	1,0-1,5	3,2-3,5	1,5-1,8	1,9-2,3
Длина, мм	1825	1710	2850	1995	3165	1995	3385
Масса, кг	12	25	47	42	77,5	42	74,5

Гидроударные машины для ударно-вращательного бурения скважин шарошечными долотами и твердосплавными коронками диаметрами 112 и 151 мм на глубину до 300 м Г-112 и Г-151 предназначены для бурения гидрогеологических и технических скважин в породах VI-IX категорий по буримости с пропластками пород до X категорий (табл. 9.7). В качестве промывочной жидкости – ода или глинистый раствор вязкостью до 25с.

При бурении гидрогеологических скважин с использованием двойных колонн бурильных труб комплексов гидротранспорта керна могут применяться кольцевые гидроударники типов КГ-112, КГ-134, КГ-190 (табл. 9.8), разработанные в СКБ «Геотехника».

Таблица 9.7

Технические характеристики гидроударников Г-112 и Г-151

Показатель/	Марка гидроударника			
	Г112/200	Г112/300	Г151/350	Г151/600
Диаметр корпуса, мм	108	108	146	146
Глубина бурения, м	300	300	300	300
Подача жидкости, л/мин	200	300	350	600
Энергия удара, Дж	60	60	100	100
Частота удара, Гц	15	15	15	15
Перепад давления в машине, МПа	3	2	2,5	1,5
Длина, мм	2010	2010	2520	2520
Масса, кг	95	95	250	250

Таблица 9.8

Технические характеристики гидроударников КГ112, КГ134 и КГ190

Показатель	Марка гидроударника		
	КГ-1122У / КГ-112УО	КГ-134ВО / КГ134УО	КГ-190У / КГ-190УО
Глубина скважины, м	300 / -	- / -	300 / -
Диаметр корпуса, мм	108	134	146
Энергия удара, Дж	60 / 80-150	20-35 / 165-420	100 / 250-500
Рабочий агент	Техническая вода, безглинистый и эмульсионный растворы		
Частота ударов, Гц	15 / 25-35	35-60 / 20-35	15 / 25-35
Перепад давления в машине, МПа	2 / 3-4	2,5-4,5 / 3,5-6	1,5 / 3-4
Расход жидкости, л/мин	300-350 / 180-200	60-125 / 200-400	600 / 250-500
Коэффициент полезного действия, %	3-8 / 25-35	30-35 / 30-35	3-8 / 25-35
Длина, мм	2130 / 2870	3795 / 3795	3240 / 4500
Масса, кг	110 / 150	305 / 305	240 / 350

Для поддержания рационального расхода очистного агента при гидроударном бурении алмазными буровыми коронками служат делители потока промывочной жидкости (табл. 9.9). При бурении алмазными коронками диаметрами 76-93 мм может применяться делитель ДП-73, при бурении коронками диаметрами 59-76 мм – делитель ЗР-59.

Таблица 9.9

Характеристики делителей потока жидкости

Параметры	ДП-73	ЗР-59
Наружный диаметр, мм	73	54
Расход жидкости для работы гидроударника, л/мин	100-150	50-100
Расход жидкости, поступающей на забой при различных регулировках, л/мин	25-35; 43-57; 57-73; 70-90	20-40; 40-60
Перепад давления, МПа	0,1-0,4	0,4
Длина, мм	380	365
Масса, кг	10	5

СКБ «Геотехника» в содружестве с СКТБ ИТМ НАН Украины разработан гидродинамический вибратор ГВБ-76, предназначенный для вибрационно-вращательного бурения скважин диаметром 76 мм алмазными и твердосплавными коронками, шарошечными долотами при использовании в качестве рабочего агента воды, безглинистых и эмульсионных растворов.

Техническая характеристика гидровибратора ГВБ-76

Максимальная глубина бурения, м	700
Наружный диаметр, мм	65
Частота импульсов давления, Гц	$2 \cdot 10^2$-$2 \cdot 10^3$
Величина виброускорений, м/с^2	$2 \cdot 10^3$
Расход очистного агента, л/мин	40-100
Перепад давлений в машине, МПа	6
Длина, мм	880
Масса, кг	18,5

ГЛАВА 10

Турбобуры, винтовые двигатели, электробуры и РТБ

Турбобуры (табл.10.1-10.3), оснащенные турбинами, рабочие характеристики которых имеют постоянную линию давления, содержат первой в своем шифре букву Т. Турбобуры, оснащенные турбинами, характеризирующимися падающей со снижением частоты вращения линией давления имеют в своем шифре первую букву А.

Высокая частота вращения – весьма существенный недостаток этих машин с позиции эффективности работы долот. Для увеличения общей мощности и снижения частоты вращения в рабочем режиме турбобуры секционируют. В этом случае в шифре турбобуров имеются буквы ТС.

Конструктивное исполнение турбин бывает цельнолитым металлическим, точного литья (буквы ТЛ в шифре турбобура) и с пластмассовыми проточными элементами на металлической ступице. В качестве опор используются резинометаллические подшипники скольжения и опоры качения, которые обычно в шифре отмечаются последней буквой Ш. Отметим, что буква Ш используется также в шифрах шпиндельных турбобуров, обозначаемых ТСШ.

Для снижения частоты вращения турбобуров широко применяются различные схемы гидроторможения. В этих целях помимо основных рабочих турбин в турбобуре устанавливается определенное число ступеней гидроторможения, т.е. роторов, создающих момент противоположного рабочей турбине направления. Причем этот момент тем больше, чем выше частота вращения по линейному или степенному закону. Особенно выгодно использовать ступени гидроторможения для активных турбин с падающей линией давления. Другим способом снижения частоты вращения вала турбобура является использование редукторных вставок; такие турбобуры имеют шифр ТР и ТРМ.

Турбобуры также применяются при бурении с отбором керна. Эти двигатели называют колонковыми турбодолотами, и их шифр содержит буквы КТД (табл. 10.1).

Таблица 10.1

Основные технические характеристики турбобуров, турбодолот и винтовых гидродвигателей

Шифр скважинного гидродвигателя	Наружный диаметр корпуса, мм	Количество ступеней турбины	Расход жидкости (вода), л/с	Перепад давления, МПа	Момент на валу двигателя, Н·м	Частота вращения вала на рабочем режиме, мин$^{-1}$	Мощность, кВт	КПД	Масса, кг	Длина, мм
Турбобуры односекционные										
Т12М3Б-215	215	89	40	2,5	1100	545	61,7	0,64	1675	8035
Т12М3Б-240	240	104	50	4,0	2000	660	135,2	0,69	2015	8275
Турбобуры многосекционные серии ТС										
ТС5Е-172	172	239	20	4,0	800	500	41,2	0,53	2150	15340
3ТСШ-195	195	285	22	5,0	1300	485	64,7	0,60	4165	23550
3ТСШ1-195П	195	306	40	3,5	2040	400	83,8	0,61	-	-
3ТСШ-240	240	318	32	5,0	2500	420	107,3	0,69	5980	23550
Турбобуры шпиндельные с наклонной линией подачи серии А										
А6ГТШ	164	252/90*	20	4,8	850	325	28,7	0,50	-	-
А7Ш	195	236	30	8,0	1900	520	101,4	0,43	3179	17,425
А7ГТШ-ТЛ	195	279/39*	25	4,0	1300	250	33,1	0,24	4520	25905
А9Ш	240	210	45	7,0	3000	420	129,4	0,44	4605	16960
А9ГТШ-ТЛ	240	231/117*	40	4,0	250	230	58,8	0,38	6580	23825
Винтовые забойные двигатели										
Д-1-54	54	-	3	3,5	80	500	4,1	0,78	-	-
Д-85	85	-	4,8	5,6	715	133	9,7	0,37	-	-
Д2-172М	172	-	23	4,5	2900	115	34,5	0,34	-	-
Д1-195	195	-	25	4,0	4500	90	41,1	0,42	-	-
Турбодолота колонковые										
КТД4-164-190/40	164	180	22	5,05	755	550	42,6	0,26	133	9200
КТД4С-172	172	291	22	8,3	1880	490	94,1	0,19	-	-
КТД4С-195	195	315	28	5,5	1210	464	57,3	0,20	-	-
КТД3-212	212	79	40	3,0	1010	645	65,4	0,18	1352	7480
КТД3-238	238	330	35	6,4	3040	465	147,0	0,18	1676	8035
Турбобуры с решетками гидроторможения внутриконтурной циркуляции										
А7ТШМ	195	252	26	8,0	1950	320	63,4	0,31	-	-
Турбобуры с плавающим статором										
ТСШ1М1-195	195	435	28	-	2800	370	105,8	-	-	-
Турбобуры с полым валом и вращающимся корпусом										
А7ПВ	195	600	255	-	2000	200	41,1	-	-	-
А9ПВ	240	600	35	-	3000	200	61,7	-	-	-
Турбобуры редукторные										
ТРМ-195	195	306	32	4,8	3360	202	69,8	0,47	-	-
2ТР-195	195	130	24	4,8	3000	200	61,7	0,55	-	-
Турбобуры с преобразователем частоты вращения										
ТН-195	195	292	24	6,5	2400	150	36,8	0,24	-	-
Турбобуры с решетками гидроторможения и турбинной с поджатием потока										
А9ГТШ	240	66	35	7,6	2950	245	73,5	0,29	-	-

*В знаменателе число секций торможения

Таблица 10.2

Технические характеристики турбобуров

Показатели	Шифр турбобура									
	Т12М3 Е-172*	Т12М3 Б-195*	Т12РТ-240*	А6ШТ*	ТПС-172*	3ТСШ1-172*	А7ТШ*	3ТСШ-195*	3ТСШ1-195ТЛ*	А9ГТШ*	3ТСШ-240*
Наружный диаметр корпуса, D, мм	172	195	240	164	172	172	195	195	195	2400	240
Длина L, мм	7940	8060	8210	17250	26250	25400	24950	25700	25700	23290	23225
Общее количество секций:											
турбинных	1	1	1	3	4	4	4	4	4	4	4
с турбинами и решетками	1	1	1	2	3	3	-	3	3	-	3
гидродинамич. торможения	-	-	-	-	-	-	3	-	-	3	-
шпиндельных	-	-	-	1	1	2	1	1	1	1	1
Кол-во ступеней в турбобуре:											
турбин	106	105	104	212	426	336	228	330	318	210	315
решеток гидродинамического торможения	-	-	-	-	-	-	114	-	-	99	-
Присоединительная резьба											
к бурильной колонне	3-147	3-147	3-189	3-121	3-121	3-121	3-147	3-147	3-147	3-171	3-171
к долоту	3-117	3-117	3-171	3-117	3-117	3-117	3-117	3-117	3-117	3-152	3-152
Расход жидкости плотностью 10^3 кг/м^3 (вода)	0,028	0,045	0,055	0,020	0,025	0,025	0,030	0,030	0,040	0,0455	0,032
Момент силы на вых. валу, Н, м											
на тормозном режиме	1373	2120	5099	1360	3394	3530	3628	2961	3491	6129	5296
на рабочем режиме	687	1060	2550	680	1570	1765	1814	1481	1746	3060	2648
Перепад давлений, МПа:											
на режиме холл. хода	2,75	2,1	3,8	5,5	3,5	6,9	8,5	2,8	2,2	6,9	4,0
на рабочем режиме	3,5	2,9	5,4	4,3	4,8	8,8	6,9	3,9	2,9	5,5	5,5
на тормозном режиме	3,2	2,6	4,8	2,9	4,6	8,2	5,0	3,2	2,0	4,1	4,9
КПД,%, не менее	50	50	69	38	55	50	29	50	40	31	69
Масса, кг, не более	1057	1440	2017	2095	3325	3530	4425	4790	4325	6125	6975
Назначенный ресурс, ч, не менее	800	800	800	800	900	800	800	800	900	800	900

Таблица 10.3

Технические характеристики малогабаритных турбобуров

Параметры	Шифр турбобура					
	ТГ-124		ТШ-108Б		ТВ1-102	
	2-турбн. секции	3-турбин. секции	2-турбин. секции	3-турбин. секции	2-турбин. секции	4-турбин. секции
Наружный диаметр, мм	124	124	108	108	102	102
Длина, мм	9160	12940	8850	12270	14600	19200
Масса, кг	930	1330	435	610	630	740
Диаметр долота, мм	139,7-158,7	139,7-158,7	120,6-151	120,6-151	118-151	118—151
Присоединительные резьбы:						
к долоту	3-88	3-88	3-76	3-76	3-76	3-76
к бурильным трубам	3-88	3-88	3-88	3-88	3-88	3-88
Расход жидкости плотностью 1000 кг/м^3, л/с	12	10	10	8	11	11
Частота вращения , мин$^{-1}$900	900	750	990	790	900	900
Моменты силы, Н·м	450	470	215	205	100	135
Перепад давлений, МПа	8,9	9,3	9,4	9,0	9,0	12,0

В качестве другого забойного гидравлического двигателя используются ***винтовые машины***, представляющие собой гидромашину с косозубым внутренним зацеплением. Статор винтового двигателя – это привулканизированная к корпусу профилированная камера с винтовыми зубьями большого шага. Ротор изготовляется из стали и представляет собой вал с винтовыми зубьями. Число зубцов ротора меньше числа зубцов статора, и за счет их эксцентричного расположения образуются каналы, замкнутые по длине шага зубцов. Во время прокачивания бурового раствора при движении по винтовому каналу создается вращающий момент, который через карданный вал передается к долоту.

Указанные двигатели отличаются простотой конструкции, высокой надежностью, имеют высокий крутящий момент, меньшую частоту вращения и широкую гамму изменения последних за счет изменения рабочих пар. Частота вращения вала двигателя подобного типа линейно зависит от объема прокачиваемой жидкости, что создает весьма благоприятные условия для управления процессом работы породоразрушающего инструмента (табл. 10.4 и 10.5).

Таблица 10.4

Технические характеристики винтовых гидродвигателей

Параметры	Шифр двигателя															
	Д1-145	ДГ-155	Д5-172	Д5-172М	ДГ1-172	ДГ-176М	ДР-176М	Д3-176	ДВ-176	Д2-195	Д5-195	ДГ-195	Д4-195	Д4-195М	ДЗ-195	ДВ-195
Диаметр корпуса, мм	145	155	172				176/195			195						
Длина двигателя, мм	4670	4330	5650/6060	5830/6260	3870	5315	5330	6440	5835	5330/5620	6000/6375	6870	6000/6375	6840/7215	6840/7215	6375
Диаметр долота, мм	165,1-190,5	190,5	190,5-215,9			215,9				215,9-244,5						
Длина шпиндели до места искривления, мм	2250		2600	2600	1720	1515	1705	-	-	2750	2890	3040	2750	-	-	-
Углы искривления между секциями, град.	0-1,5	3	0-1(3)		0-3,0	0-2,5		-	-	0-1(2)		0-2	0-1,15	-	-	-
Длина активной части статора, мм	1800	2100	1800	2400	1460	2400		3000	2400	1800	2400		3000			2400
Заходность рабочих органов	7/8	7/8	9/10		6/7	9/10		6/7		9/10		7/8		9/10		6/7
Расход рабочей жидкости, л/с	15-20	24-30	25-35			25-35				25-35						
Частота вращения на холостом ходу, с$^{-1}$	2,5-4,0	2,7-3,5	1,8-2,5		3,0-4,5	1,8-2,5		3,5-5,0		1,8-2,5			2,3-3,2		1,8-2,5	3,5-5,0
Частота вращения в режиме максимальной мощности, с$^{-1}$	2,0-3,0	2,1-2,7	1,5-1,9		2,0-3,5	1,5-2,0		2,5-4,0		1,5-1,9		1,5-2,0	1,8-2,4		1,5-2,0	2,5-4,0
Момент силы в режиме макс.мощности, кН·м	3,0-4,0	3,0-4,0	5,2-7,0	7,0-9,0	4,0-5,5	7,0-9,0		9,0-12,0	5,5-7,0	5,2-7,0		7,0-9,0	6,0-8,0	8,0-10,0	9,0-11,0	5,5-7,0
Перепад давления в режиме макс. мощности, МПа	7,0-9,0	6,5-7,5	5,0-7,0	6,0-9,0	7,0-9,5	6,0-9,0		8,0-11,0	8,0-12,0	5,0-7,0		6,0-9,0	6,0-9,0	9,0-12,0	8,0-11,0	8,0-12,0
Мощность максимальная, кВт	35-75	39-68	50-80	65-110	50-120	65-110		85-150	85-175	50-80		65-110	70-120	90-150	85-150	85-175

Таблица 10.5

Технические характеристики винтовых гидродвигателей малого диаметра

Параметры	Шифр двигателя														
	Д-42	Д-48	Д-75	Д-85	Д1-88	ДО-88	ДГ-95	Д1-105	ДГ-105М	Д-106	ДО-106	ДР-106	ДГ-108	ДК-108.1	ДЕ-108.2	ДК-108.3
Диаметр корпуса, мм	42	48	76	88			95		106				108			
Длина двигателя, мм	740	1850	3820	3235	3230	2995	2640	3740	2355	4240	5245		2565	5000	3000	
Диаметр долот, мм	58		83,0-98,4	98,4-120,6			120,6-151,0									
Длина шпинделя до места искривления, мм	-	-	1160	-	-	1455		1670	825(675)	-	1450	1770		-	-	-
Углы искривления между секциями, градус	-	-	0,5-0,75	-	-	0-3	4	0-3		-	0-3		4	-	-	-
Длина активной части статора, мм	250	685	2000	770	1220	1080	1420	1500	1000	2000			1400			
Заходность рабочих органов	9/10	7/8	4/5	9/10	5/6		6/7	5/6	6/7	7/8*	9/10*	6/7*	7/8	14/15*	7/8*	4/5*
Расход рабочей жидкости, л/с	0,3-0,5	1,2-2,6	3-5	4-6	5-7		6-10	6-10		6-12	4-12	6-12	6-12	3-6	6-12	6-12
Частота вращения на холостом ходу, $с^{-1}$	4,1-6,9	4,8-8,0	3,6-6,0	4,0-6,0	5,0-7,0		2,5-4,3	3,2-5,2	3,0-5,0	1,6-3,2	0,8-2,3	2,3-4,5	1,6-3,3	0,4-0,9	1,6-3,3	2,5-5,2
Частота вращения в режиме максимальной мощности, $с^{-1}$	2,8-4,7	4,1-6,7	2,6-4,4	3,0-4,0	2,0-5,0		2,0-3,3	2,6-3,8	2,4-4,0	1,2-2,4	0,5-1,5	1,9-3,7	1,3-2,5	0,3-0,7	1,3-2,5	2,0-4,0
Момент силы в режиме макс.мощности, кН·м	0,02-0,04	0,08-0,1	0,5-0,7	0,4-0,6	0,8-0,9	0,5-0,7	0,6-0,9	0,8-1,4	0,6-1,0	1,5-3,0	1,2-3,2	1,3-2,6	0,8-1,3	2,0-2,7	0,8-1,3	0,5-0,8
Перепад давления в режиме макс.мощности, МПа	3,0-4,2	4,0-5,0	6,0-10,0	6,0-9,0	8,0-9,0	6,0-8,0	4,5-6,0	5,0-8,0	4,0-7,0	5,0-10,0	3,0-8,0	6,0-12,0	3,5-5,5	5,5-7,5	3,5-5,5	3,0-5,0
Мощность максимальная, кВт	0,4-1,2	2,0-4,2	8-19	5-15	17-28	11-22	7-18	13-33	10-25	12-45	4-30	15-60	7-20	5-15	7-20	6-20

*Двигатели комплектуются рабочими парами с заходностью 6/7,7/8 и 9/10 (по желанию заказчика).

Примечание. Винтовые гидродвигатели малого диаметра используются, в основном, для ремонта глубоких скважин.

Электробуры, имеющие в шифре букву Р, оснащены редукторными вставками. Основные характеристики электробуров приведены в табл. 10.6.

Роторно-турбинные и реактивно-турбинные буры предназначены для бурения верхних интервалов нефтяных, газовых, водопонижающих, технических и прочих скважин, проходки шахтных стволов и вертикальных горных выработок с поверхности. Выделяют два типа буров по способу производства буровых работ: роторно-турбинные буры РТБ, реактивно-турбинные буры РТБ.

Роторно-турбинные буры изготовляют с двумя турбобурами, реактивно-турбинные буры – с двумя, тремя и четырьмя.

Роторно-турбинные буры должны изготовляться с двумя несущими продольными стяжками, устройством для смены отработанных турбобуров над устьем скважины и противозахватным устройством. Реактивно-турбинные буры изготовляют без указанных устройств, но они должны быть снабжены устройством для закрепления грузов-утяжелителей турбобуров. Размеры и основные параметры роторно-турбинных и реактивно-турбинных буров приведены в табл. 10.7 – 10.8.

Под основным в табл.10.7 следует понимать диаметр бурения, указанный цифрами в типоразмере бура и получаемый при оснащении бура определенными размерами долот. Дополнительные диаметры бурения можно получить при использовании долот других диаметров.

Для бурения устьев шахтных стволов и других скважин большого диаметра применяют реактивно-турбинные буры с укороченными турбобурами и турбинные агрегаты ТАБУСС (табл. 10.9).

Таблица 10.6

Основные характеристики электробуров

Параметры	Э290-12	Э290-12Р	Э250-8	Э250-8Р	Э250-16	Э240-8	Э240-8Р	Э215-8М	Э215-8МР	Э215-8	Э215-8Р	Э170-8М	Э170-8МР	Э164-8М	Э164-8МР
Диаметр, мм	290		250		250	240		215		185		170		164	
Длина, м	14,1	15,9	13,2	14,4	13,2	13,4	14,8	13,9	15,5	12,5	14,4	12,2	13,9	12,3	14,1
Мощность номинальная, кВт	240		230		110	210	145	175	110	125	70	75	45	75	45
Напряжение номинальное, В	1750		1650		1200	1700	1400	1550	1350	1250	1100	1300	1000	1300	1000
Ток рабочий номинальный, А	165		160		159	144	112	131	102	130	90	83,5	59	87,5	61,5
Ток холостого хода при номинальном напряжении, А	121		107		130	107	80	9,5	80	93	75	78,5	55	80	55
Частота вращения, мин$^{-1}$	455	145	675	340	335	690	230	680	230	675	240	695	220	685	220
Момент вращающий, кН·м:															
номинальный	5,10	16	3,32	6,64	3,20	2,97	6,15	2,50	4,65	1,80	3,00	1,10	2,00	1,10	2,00
максимальный	11	26	7,50	11,80	7,00	7,60	12,00	5,50	10,50	3,60	7,00	2,40	4,00	2,40	4,00
КПД, %	72		72		56,5	75	74,8	67,5	72	67,5	70	63,5	65	61	64
Cosφ	0,67		0,70		0,6	0,66	0,70	0,66	0,69	0,66	0,58	0,63	0,68	0,625	0,66
Диаметр, мм:	394		295		295	269		243		214		190		188	190
долота															
УБТ	254		2298		229	229		203		178		146		146	
труб:															
типа Н(В)	140		140		140	140		140		114	(В127)	114	(В127)	114	(В127)
ТБТ1	140		140		140	140		140		114		114		114	

Таблица 10.7

Типы буров РТБ и их основные характеристики

Тип бура	Число турбобуров и долот, шт.	Диаметр бурения, мм		Диаметр долот, мм		Ширина кольцевого керна, мм	Диаметр среднего керна, мм
		основной	долот. нит.	крайних	средних		
РТБ 394	2	394	-	190,5	-	-	13
РТБ 445	2	445	-	215,9	-	-	13
РТБ 490	2	490	-	215,9	-	-	59
	2	-	519	243	-	-	33
РТБ 590	2	590	-	269,9	-	-	50
	2	-	564	243	-	-	78
	2	-	616	295	-	-	25
РТБ 640	2	640	-	295	-	-	50
	2	-	614	269	-	-	76
	2	-	665	320	-	-	25
РТБ 760	2	760	-	349,2	-	-	62
	2	709	-	295	-	-	119
	2	-	734	320	-	-	94
	2	-	808	394	-	-	20
РТБ 920	2	920	-	445	-	-	30
	2	-	821	346	-	-	129
	2	-	869	394	-	-	81
	2	-	795	320	-0	-	155
	2	-	770	295	-	-	180
РТБ 1020	2	1020	-	490	-	-	40
	2	-	924	394	-	-	136
	2	-	975	445	-	-	85
РТБ 1170	3	1170	-	394	320	-	31
	3	1170	-	394	346	18	-
	3	1170	-	394	394	-	-
	3	-	1129	349,2	349,2	41	-
	3	-	1129	349,2	394	17	-
	3	-	1225	445	320	7	-
	3	-	1225	445	346	-	-
	3	-	1270	490	320	-	-
РТБ 1260	3	1260	-	445	346	13	-
	3	-	1307	490	295	39	-
	3	-	1307	490	346	-	-
	3	-	1437	620	295	-	-
	2	-	1567	750	-	-	67
РТБ 1300	2	1300	-	620	-	-	60
	2	-	1170	490	-	-	190
	2	-	1125	415	-	-	235
	2	-	1074	394	-	-	286
РТБ 1300	3	1300	-	346	346	19	-
	3	-	1354	394	295	20	-
РТБ 1560	2	1560	-	750	-	-	60
	2	-	1430	620	-	-	190
	2	-	1300	490	-	-	320
	2	-	1255	445	-	-	365
РТБ 1560	3	1560	-	490	490	45	-
	3	-	1820	750	244,5	38	-
	3	-	1690	620	394	28	-
	3	-	1515	445	490	67,5	-
РТБ 1720	3	1720	-	394	394	20	104
	3	1720	-	394	346	44	152
	3	1720	-	394	320	57	178
	3	-	1672	346	346	68	152
	3	-	1672	346	394	44	104
	3	-	1771	445	346	18,5	152

	3	-	1816	490	295	21,5	203
РТБ 2080	3	2080	-	490	490	40	40
	3	-	2035	445	490	62	40
	3	-	2035	445	445	85	85
	3	-	2210	620	394	23	232
РТБ 2250	3	2250	-	490	490	60	170
	3	2250	-	490	445	82,5	215
	3	-	2154	394	620	43	40
	3	-	2205	445	490	82,5	170
	3	-	2380	620	394	43	266
РТБ 2600	3	2600	-	490	750	60	-
	3	2600	-	490	620	125	130
	3	2600	-	490	490	190	260
	3	-	2730	620	620	60	130
РТБ 2600	3	-	2860	750	490	60	260
РТБ 2700	4	2700	-	490	490/490	-	130
	4	2700	-	490	445/445	-	175
	4	2700	-	490	490/620	-	-
	4	-	2655	445	490/490	-	130
	4	-	2655	445	490/620	-	-
	4	-	2830	620	490/490	-	130
	4	-	2830	620	490/620	-	-
РТБ 3000	3	3000	-	620	750	65	130
	3	-	2870	490	880	65	130
	3	-	3130	750	620	65	260
РТБ 3200	4	3200	-	490	490/490	-	310
	4	3200	-	490	4909/620	-	180
	4	3200	-	490	490/750	-	50
	4	-	3155	445	490/750	22,5	50
	4	-	3155	445	620/620	-	180
	4	-	3330	620	490/620	-	180
	4	-	3330	620	490/750	-	50
	4	-	3460	750	490/750	-	50
РТБ 4000	4	4000	-	620	620/750	-	180
	4	4000	-	620	750/750	-	180
	4	-	3870	490	750/750	-	180
	4	-	3870	490	620/880	-	50
	4	-	4130	750	490/750	-	180
	4	-	4130	750	490/880	-	50
	4	-	4260	880	490/750	-	180
	4	-	4260	880	490/880	-	50
РТБ 5000	4	5000	-	750	750/880	-	240
	4	5000	-	750	620/880	65	240
	4	-	4740	490	880/880	65	240
	4	-	4870	620	880/880	-	240
	4	-	4870	620	750/880	65	240
	4	-	5130	880	620/880	-	240
	4	-	51230	880	490/880	65	240

Примечание.

В четырехтурбинных РТБ диаметры второго и третьего долот обозначают дробью.

Таблица 10.8

Размеры и основные параметры роторно-турбинных и реактивно-турбинных буров

Обозначение бура	Основной диаметр бурения скважины или ствола, мм	Диаметр долот, мм	Число долот	Диаметр турбобура и их число, мм/шт.	Расход жидкости на комплект турбо-бура, л/с	Длина трансмиссии, мм	Диаметр утяжелителей, мм	Максимально допустимое осевое усилие на долота, кН	Теоретическая масса бура, кг	Основная область применения
Роторно-турбинные буры										
РТБ 394	394	190,5	2	172/2	50-56	382	382	80	8200	Бурение верхних вертикальных интервалов нефтяных, газовых, разведочных и других скважин.
РТБ 445	445	215,9	2	195/2	60-70	435	435	105	10800	То же
РТБ 490	490	215,9	2	195/2	60-70	480	480	120	12000	-«-
РТБ 590	590	269,9	2	195/2	60-70	576	576	155	15800	-«-
РТБ 640	640	295,3	2	195/2	60-70	624	624	165	1700	-«-
Реактивно-турбинные буры										
РТБ 760	760	349,2	2	240/2	100-110	650	700	70	12000	Бурение водопонижающих и других скважин.
РТБ 920	920	444,5	2	240/2	100-110	710	850	75	13000	То же
РТБ 1020	1020	490	2	240/2	100-110	890	930	80	13200	-«-
РТБ 1260	1260	444,5	3	240/3	150-165	1145	1050	125	21500	Бурение вентиляционных, технических и других скважин.
РТБ 1260	1260	295,3	4	240/4	200-220	1190	1190	260	44100	То же
РТБ 1300	1300	620	2	240/2	100-110	1050	1050	85	14000	-«-
РТБ 1300	1300	349,2	3	240/3	150-165	1240	1000	150	25800	Бурение вентиляционных, технических и других скважин
РТБ 1520	1520	349,2	3	240/4	150-165	1470	700	130	22100	То же
РТБ 1560	1560	490	3	240/3	150-165	1430	1050	130	22000	-«-
РТБ 1560	1560	750	2	240/2	100-110	1200	1200	280	48000	-«-
РТБ 1720	1720	393,7	3	240/4	150-165	1650	700	160	26700	-«-
РТБ 2080	2080	490	3	240/4	150-165	1950	930	190	32000	Бурение вентиляционных скважин, шурфов и скважин различного назначения.
РТБ 2250	2250	490	3	240/4	150-165	2130	950	160	26600	То же
РТБ 3000	3000	620	2	240/4	150-165	2800	1150	320	54300	Бурение вентиляционных и других скважин и шурфов
РТБ 3200	3200	490	3	240/4	200-220	3030	1250	340	57900	То же

Техническая характеристика реактивно-турбинного бура с укороченными турбобурами

Диаметр бурения устья, мм	760-5000
Глубина бурения устья, м	30-50
Тип турбобуров	Т12РТ-240
Число одновременно работающих турбобуров	2-4
Число ступеней в одной турбине	40-80
Число подпятников	6-8
Расход промывочной жидкости на один турбобур, л/с	28-41,5
Диаметр долот, мм	295-490
Высота бура, мм	5500
Масса, т	12-30

Техническая характеристика турбинного агрегата ТАБУСС-1

Максимальный диаметр бурения устья, мм	2700
Глубина бурения устья, м	20
Тип турбобуров	Т12РТ-240
Число ступеней	40
Число подпятников	6
Расход буровой жидкости, л/с	35,5-41,5
Крутящий момент на валу турбобура, кН·м	0,84
Перепад давления в турбине, МПа	1,73
Высота, мм	3650
Максимальная масса, т	28

Таблица 10.9

Техинические характеристики четырехтурбиниых агрегатов типа ТАБУСС-2

Параметры	ТАБУСС-2/40	ТАБУСС-2/60	ТАБУСС-2/80
Диаметр бурения устья, мм	4000	4000	4000
Глубина бурения устья, м:			
в мягких породах	50	80	100
в породах карбона	7-8	40	100
Тип турбобуров	Т12РТ-240	Т122РТ-240	Т12РТ-240
Число ступеней одной турбины	40	60	80
Число подпятников	6	8	10
Расход промывочной жидкости на один турбобур при работе насоса, л/с			
У8-6М	35,5	35,5	35,5
ЦНС-300/600	41,5	41,5	41,5
Диаметр долот, мм	490	490; 620	490; 620; 750
Крутящий момент на валу турбобура, кН·м	0,84	1,01	1,7
Перепад давления в турбине, МПа	1,73	2,6	3,46
Высота агрегата, мм	3850	6060	6770
Максимальная масса агрегата, т	27,6	41,6	56

ГЛАВА 11

Технологический буровой инструмент

К ***технологическому*** относят буровой инструмент, служащий для углубки скважины. В его состав в общем случае входят буровой снаряд и (во многих случаях при бурении с продувкой или промывкой скважины) буровой сальник. Основные компоненты бурового снаряда – породоразрушающий инструмент (при бурении размывом и огневом бурении отсутствует), технические средства, предназначенные для отбора керна (при бурении сплошным забоем отсутствуют), бурильная колонна – шнековая или колонна труб и ведущая труба (при однорейсовом бурении пробоотборниками на шельфе, при ударно-канатном бурении, при бурении льда плавлением могут отсутствовать), В состав бурового технологического инструмента (бурового снаряда) при ударно-канатном бурении входят: стальной канат, канатный замок и другие инструменты.

11.1. Породоразрушающий инструмент вращательного бурения скважин

11.1.1. Характеристики твердых сплавов и алмазов

Разрушающие породу элементы породоразрушающих инструментов либо имеют твердое наплывочное покрытие, либо изготовлены из твердых сплавов и сверхтвердых материалов.

Твердые сплавы (табл. 11.1, 11.2), применяемые (действительно или потенциально) в породоразрушающих буровых инструментах представляют собой смесь тугоплавкого твердого соединения и пластичной связки, в качестве которой могут выступать кобальт Co, никель Ni , железо Fe и их сплавы.

Тугоплавкими соединениями являются следующие.

Карбиды металлов «большой девятки» (NiC, …WC) и карбиды неметаллов: кремния – карборунд (SiC), бора (B_4C). К металлам «большой девятки» относят следующие тугоплавкие металлы, температура плавления $t_{пл}$ которых выше температуры плавления железа (1539^{0}C):

титан Ti (относительная плотность при 20^0C $\rho^1 = 4{,}505$; $t_{пл} = 166^0$), цирконий Zr ($\rho^1 = 6{,}45$; $t_{пл} = 1855^0$C), гафний Hf ($\rho^1 = 13{,}31$; $t_{пл} = 2230^0$C), ванадий V ($\rho^1 = 5{,}96$; $t_{пл} = 1920^0$C), ниобий Nв ($\rho^1 = 8{,}57$; $t_{пл} = 2500^0$C), тантал Та ($\rho^1 = 16{,}654$; $t_{пл} = 3014^0$C), хром Cr ($\rho^1 = 7{,}19$; $t_{пл} = 1890^0$C), молибден Mo ($\rho^1 = 10{,}22$; tпл $= 2620^0$C) и вольфрам W ($\rho = 19{,}35$; $t_{пл} = 3420^0$C). Вольфрам - самый тугоплавкий (на втором, после углерода С, месте среди всех химических элементов) и твердый металл.

К тугоплавким, кроме металлов «большой деавятки», относятся:

- редкие и дорогие рений ($\rho^1 = 21{,}03$; $t_{пл} = 3190^0$C) и платиновые металлы – осмий ($\rho^1 = 22{,}57$; $t_{пл} = 3050^0$C), иридий ($\rho^1 = 22{,}42$; $t_{пл} = 2450^0$C), палладий ($\rho^1 = 12{,}02$; $t_{пл} = 1552^0$C), рутений ($\rho^1 = 12{,}41$; $t_{пл} = 2250^0$C), родий ($\rho^1 = 12{,}41$; $t_{пл} = 1960^0$C) и платина ($\rho^1 = 21{,}45$; $t_{пл} = 1772^0$C).

- нитриды металлов «большой девятки» (TiN,...CrN) и нитриды неметаллов: бора (BN), кремния (Si_3N_4). Исключения: Mo_2N ($t_{пл} = 895^0$C); WN - разлагается при t >700^0C.

- бориды металлов “большой девятки” (TiB_2, ...WB) и редкоземельных (дорогих и редких) металлов.

- силициды металлов “большой девятки” ($Ti Si_2$, ...WSi_2).

- оксиды Al, Be, Zr, Cr, Si и других элементов, а также керамики и ситаллы (стеклокристаллические материалы).

Самым тугоплавким соединением является твердый раствор H_fC и TiC в соотношении 1:4 ($t_{пл} = 4200^0$C).

Среди широко применяемых в бурении твердых сплавов различают:

а) спеченные, или металлокерамические (порошковая металлургия), твердые сплавы:

вольфрамовые ВК - WC + Co;

- титановольфрамовые ТК – WC + NiC + Co;

- титано-танталовольфрамовые ТТК – WC + TiC + TaC + Co;

- безвольфрамовые, в том числе, на основе TiC, TiN, карбонитрида Ti(C, N), TiB_2 и другие.

б) наплавочные твердые материалы.

Наплавочные твердые сплавы делятся на литые, зернистые и трубчато-зернистые. Они наносятся на поверхность инструмента газопламенной или электродуговой наплавкой. Литые сплавы представляют собой многокомпонентные металлические системы на основе железа, кобальта или никеля, содержащие в составе элементы, которые при затвердении расплава образуют карбиды, бориты и другие твердые соединения. Сплавы изготовляют в виде литых прутков диаметром 3-6 мм и более, длиной 300-400 мм или в виде гранулированных порошков сфероподобной формы с размером частиц 0,02—1,4 мм. Состав литых сплавов приведен в табл. 11.3.

Таблица 11.1

Области применения различных марок твердых сплавов

ВК4В	Бурение электро- и пневмосверлами углей антрацитов, неокварцованных сланцев, калийных и каменных солей; бурение ручными и колонковыми электросверлами горных пород с f < 8; армирование шарошечных долот.
ВК6	Вращательное бурение шпуров и скважин в монолитных и абразивных горных породах с f < 8.
ВК6В	Ударно-поворотное бурение шпуров в горных породах с f < 8, зарубка крепких каменных углей с незначительным включением твердых пород.
ВК8	Вращательное бурение шпуров и скважин в трещиноватых абразивных горных породах с f < 8; распиловка мрамора, известняка и т.д.
ВК8ВК	Шарошечное бурение скважин в крепких и очень крепких абразивных горных породах с f < 18.
ВК8В	Ударно-повторное, ударно-вращательное и вращательно-ударное бурение шпуров и скважин в крепких горных породах с f < 14; зарубка крепких каменных углей с включением твердых пород; обработка гранитов и подобных по крепости горных пород.
ВК10КС	Ударно-поворотное, ударно-вращательное, вращательно-ударное бурение шпуров и скважин в средней крепости и крепких абразивных горных породах с f < 18.
ВК11ВК	Шарошечное бурение шпуров и скважин в вязких, средней крепости и крепких абразивных горных породах с f < 10.
ВК11В	Ударно-поворотное, ударно-вращательное, вращательно-ударное бурение шпуров и скважин в очень крепких и абразивных горных породах с f < 18.
ВК15	Ударно-поворотное, ударно-вращательное бурение шпуров и скважин в высшей степени крепких горных породах при работе пневматическими молотками.

Примечание. f - коэффициент крепости породы по шкале проф. Протодьяконова М.М.

Таблица 11.2

Характеристики твердых сплавов

Марка сплава	Содержание основных компонентов, %		Физико-механические свойства		
	Карбид вольфрама	Кобальт	Предел прочности при изгибе, МПа, не менее	Плотность, г/см^3	Твердость HRC, не менее
ВК3	97	3	1100	15-15,3	89,5
ВК3-М	97	3	1100	15-15,3	91,0
ВК-4	96	4	1400	14,9-15,2	89,5
ВК4-8	96	4	1400	14,9-15,2	88,0
ВК6	94	6	1500	14,6-15	88,5
ВК6-М	94	6	1350	14,8-15,1	90,0
ВК6-ОМ*	92	6	1200	14,7-15	90,5
ВК6-В	91	6	1550	14,6-15	87,5
ВК8	92	8	1600	14,4-14,8	87,5
ВК8-В	92	8	1750	14,4-14,8	86,5

Продолжение табл. 11.2

ВК8-ВК	92	8	1750	14,5-14,8	87,5
ВК10	90	10	1650	14,2-14,6	87,0
ВК10-М	90	10	1500	14,3-14,6	88,0
ВК10-ОМ*	88	10	1400	14,3-14,6	88,5
ВК10-КС	90	10	1750	14,2-14,6	85,0
ВК11-В	89	11	1800	14,1-14,4	86,0
ВК11-ВК	89	11	1800	14,1-14,4	87,0
ВК15	85	15	1800	13,9-14,1	86,0
ВК20	80	20	1950	13,4-13,7	89,0
ВК20-КС	80	20	2050	13,4-13,7	82,0
ВК20-К	80	20	1550	13,4-13,7	79,0
ВК25	75	25	2000	12,9-13,2	82,0

*Содержит 2% карбида тантала.

Таблица 11.3

Состав литых твердых сплавов

Тип сплава	Основа	Содержание компонентов, %				
		C	Cr	Si	Mn	Ni
Сормайт	Железо Fe	1,5-5,5	27-32	1-4	1-2	1-5
Стеллит	Кобальт Co	0,8-33	20-25	0,5-3	≤2,5	2-2,5
Колмоной	НикельNi	0,5-1	15-40	2-4	-	-
Содержание компонентов, %						
Тип сплава	Основа	Содержание компонентов, %				
		Mo	W	V	B	Fe
Сормайт	Железо Fe	0,1-	0,2-0,4	-	-	-
Стеллит	Кобальт Co	-	4-18	0,1-0,3	0,1-0,3	≤3
Колмоной	Никель Ni	-	-	-	1,5-5	≤5

Трубчато-зернистый сплав релит (ТЗ) представляет собой измельченный карбид вольфрама, набитый в трубку из стали марки Ст1 или Ст2. В общей массе трубки зерна карбида вольфрама составляют 60-80%. Этот сплав иногда применяют и без набивания в трубки. Измельченный литой карбид вольфрама имеет плотность 1640-1670 кг/м^3.

Сплавы релит З и ТЗ применяются в основном для армирования зубьев шарошечных и лопастных долот. Зернистый карбид вольфрама, из которого состоят эти сплавы, должен отвечать следующему химическому составу: 95,5-96% W; 3,7-4%C; 0,06% свободного углерода и 0,02% примесей (Na, Ca, Si, Fe и др.). Микротвердость должна быть в пределах 20000-24000 МПа (табл. 11.4).

Кроме перечисленных, используются следующие наплавочные твердые сплавы: КХН (на основе CrC с никелевой связкой), КНТ, вокар, мекар, гранулированные порошки на основе Fe, Ni и другие.

Таблица 11.4

Характеристика трубчатого сплава релит

Марка сплава релит		Размеры зерен, мм	Размеры трубки, мм	
З (зернистый)	ТЗ (трубчатый)		наружный диаметр	толщина стенки
3-25	ТЗ-25-7	2,50-1,60	7	0,4
3-16	ТЗ-16-6	1,60-0,90	6	0,4
3-9	ТЗ-9-5	0,90-0,63	5	0,4
3-9	ТЗ-9-4	0,90-0,63	4	0,3
3-6	ТЗ-6-4	0,63-0,45	4	0,3
3-4	ТЗ-4-3	0,45-0,28	3	0,3

Среди ***сверхтвердых материалов***, применяемых в бурении различают:

- ***природные алмазы А*** (твердость по Виккерсу HV 98,1 ГПа). Среди природных алмазов, применяемых в бурении, наиболее широкое применение имеют поликристаллические агрегаты, или сростки, алмазов.

Борт – мелкозернистые неправильной формы агрегаты беспорядочно ориентированных кристаллов.

Баллас (или дробеобразный борт) – обтекаемой формы агрегаты с радиально-лучистым внутренним строением.

Карбонадо – неправильной угловатой формы скрытокристаллические образования с неупорядоченным расположением кристаллов.

Кроме того, в технике (и в бурении, в частности) бортом называют монокристаллы низкого качества – с большим числом трещин и включений.

- ***синтетические алмазы СА*** (HV88,29-98,1 ГПа)

а) монокристаллы;

б) поликристаллы АРК-4 («карбонадо» АСПК-1; АСПК-2; АСПК-3), АРВ-1, АСБ (балласы АСБ-1, АСБ-2, АСБ-3, АСБ-4, АСБ-5, АСБ-6, АСБ-Р);

в) спеченные поликристаллы: АРС-3 (СВСП – на подложке из твердого сплава), СВ, СВС, СВАБ, АМК, АМК-Т, АСПВ, СКМ, карбонит, дисмит (спеченные СА и КБН).

За рубежом выпускают СА: компакс, сумидиа, синдит, мегадаймонд и других марок.

- ***кубический нитрид бора КНБ*** (HV 68, 67 – 78, 48 ГПа) и вюрцитный нитрид бора ВНБ (HV 49, 05 – 78, 48 ГПа).

Сверхтвердые материалы на основе нитрида бора BN:

а) синтез грифитоподобного нитрида бора ГНБ в КНБ:

- эльбор РМ (композит 01);
- белбор (композит 02).

За рубежом не выпускаются.

б) синтез ВНБ в КНБ:

- гексанит-Р (композит 10);

- композит 10Д (двухслойные пластины с рабочим слоем из гексанита-Р на подложке из твердого сплава);

- ПТНБ, ПТНБ-ИК и другие (композит 09).

За рубежом – вюрцин (Япония).

в) спекание частиц КНБ:

- композитт 05 модификации ИТ (киборит, ниборит), кубонит, исмит, дисмит (спеченные СА и КНБ).

За рубежом: боразон (США), амборит (Великобритания), сумиборон BN200 (Япония).

- ***композиционные материалы:*** славутич (изначально –в основном из природных алмазов и твердого сплава, в последствии – из СА или А) твердого сплава, твесал (из СА и твердого сплава), алмазно-твердосплавные пластины АТП: ДАП (двухслойная АТП), ДИАМЕТ, АМК-25, АМК-27, СВБН.

За рубежом: sundrill, sundax-3, stratapax, geoset и другие.

- ***карборунд*** SiC.

- ***нитрид кремния*** Si_3N_4.

- ***оксид циркония*** ZrO_2.

- ***керамика***: оксидная, оксидно-карбидная, на основе нитрида кремния Si_3N_4.

В настоящее время используются несколько классификаций технических алмазов, используемые в бурении. Классификация технических алмазов по ТУ 47-12-88 приведена в табл.11.5.

11.1.2. Многоцелевые твердосплавные буровые коронки

Основные характеристики твердосплавных буровых коронок многоцелевого спектра применения приведены в табл. 11.6.

Таблица 11.5

Классификация технических алмазов группы XV по ТУ-47-12-88

Подгруппа	Тип	Применяемость	Характеристика по форме, целостности, степени искажения	Допускаемые дефекты	Масса зерна, мм кар	Зернистость, шт/кар
а	1	Для бурового и правящего инструментов	Целые кристаллы различной формы с искажеиием до 1,5 округлые и округло-ступенчатые; кроме кубов, закоиомерных и незакономерных сростков.	Незначительные дефекты		120-90 90-60 60-40 50-30 30-20
а-1		То же	Целые кристаллы различной формы с искажением до 1,5; кроме кубов и незакономерных сростков.	Небольшие дефекты		120-90 90-60 60-40 50-30 30-20
а-2	1	Для бурового, правящего и строительного инструмен.	Целые кристаллы различной формы и их обломки с искажением до 2,0.	Различные дефекты		
	1	То же	То же	Большие дефекты		120-90 90-60 60-40 50-30 30-20
а-3	1	Для бурового, правящего и строительного инструмента	Целые кристаллы различной формы с искажением более 2,0.	Небольшие дефекты		120-90 90-80 60-40 50-30 30-20
а-4	4	Для бурового, правящего и строительного инструмен-тов	Овализованные алмазы различной формы с округлыми вершинами и ребрами, с искажением до 2,0.	Дефекты не оговариваются		

Продолжение табл. 11.5

	4	То же	То же	Небольшие дефекты		120-90 90-60 60-40 50-30 30-20
а-5	4	Для бурового, правящего и строительного инструментов	Дробленые алмазы различной формы, с искажением до 2,0.	Дефекты не оговариваются.		
	4	То же	То же	Небольшие дефекты		120-90 90-60 60-40 50-30 30-20
а-6	4	Для бурового, правящего и строительного инструментов	Полированные овализованные алмазы различной формы с округлыми вершинами и ребрами, с искажением до 2,0	Небольшие дефекты		120-90 90-60 60-40 50-30 30-20
а-7	4	То же	Полированные дробленные алмазы различной формы, с искажением до 2,0	Небольшие дефекты		120-90 90-60 60-40 50-30 30-20
б	1	Для буровых долот	Целые кристаллы различной формы с искажением до 1,5 (кроме кубов, закономерных и незакономерных сростков) с округлыми гранями и ре брами.	Незначительные дефекты	0,05-0,08 0,08-0,12 0,12-0,20 0,20-0,25 0,25-0,34	
б-1	1	То же	Целые кристаллы различной формы с искажением до 2,0, кроме кубов и незакономерных сростков с округлыми	Небольшие дефекты	120-90 90-60	
			гранями и ребрами.		60-40 50-30 30-20	
б-2	4	Для буровых долот	Овализованные алмазы различной формы с округлыми вершинами и ребрами, с искажением до 2,0.	Небольшие дефекты		20-12 12-8 8-5 5-4 4-3

Примечания:

1. Алмазы подгрупп «а», «а-1» с искажением 1,3-1,5 не должны составлять более 50%, с искажением 1,5-2,0 – не более 5%; «б» с искажением 1,5-2,0 – не более 5%. 2. Алмазы подгрупп «а-2», «а-4», «а-5», «а-6», «а-7» с искажением 1,5-2,0 не должны составлять более 50%, с искажением 2,0-3,0 для размерностей 90-12 шт/кар – 3%, 120-90 шт/кар – 8%, для ситовых классов – 0,6мм и мельче – 15%. 3. Алмазы подгрупп 2б-1», «б-2» с искажением 2,0-3,0 не должны составлять более 5%. 4. Количество алмазов светлых и окрашенных в подгруппах «а», «а-1», «а-2» определяется утвержденными в установленном порядке образцами. 5. Содержание алмазов в подгруппе «а» с незначительными дефектами, в подгруппе «а-1» с небольшими дефектами не должно составлять более 50%, (процентное содержание дефектных алмазов может быть скорректировано по согласованию сторон после установления фактического содержания по результатам сортировки контрольных партий). 6. Содержание алмазов графитизированных, пористых, рыхлых и сильно трещиноватых в подгруппе «а-2» для ситовых классов –0,7+0,5 мм – не более 15%, для –1,0+0,7 мм – не более 10%; в подгруппах «а-4», «а-5» для ситовых классов –0,8+0,4 мм – не более 5%.

Таблица 11.6

Базовые области применения ранее выпускавшихся и современных твердосплавных буровых коронок

Тип коронок	Категория пород по буримости	Характеристика пород
М1	I-III	Мягкие однородные породы, пески, глины.
М2	II-IY	Мягкие однородные породы с пропластками более твердых пород
М5	II-IY	Мягкие однородные породы; глины, слабосцементированные песчаники, гипсы, ангидриты, глинистые сланцы.
М6	II-IY, частично Y-YI	Мягкие однородные породы с включениями щебеночно-галечных отложений.
01КТ	III-Y	Малоабразивные монолитные породы; суглинки, мергели, песчано-глинистые отложения, а также железобетон с арматурой диаметром до 12 мм.
СМ3	IY-YI	Преимущественно малоабразивные монолитные горные породы; аргиллиты, алевролиты, глиинистые и филлитовые сланцы, доломиты, гипсы и известняки.
СМ4	Y-YI частично YII	Преимущественно малоабразивные монолитные и перемежающиеся породы; аргиллиты, алевролиты, глинистые и песчаные сланцы, известняки, слабые песчаники.
СМ5	Y-YI	Малоабразивные, монолитные и слабо трещиноватые породы; доломиты, известняки, глинистые и песчаные сланцы, серпентиниты
СМ6	YI-YII	Малоабразивн. монолитные и трещиноватые породы; доломиты, известняки, серпентиниты, перидотиты.
СМ8	III-IX. частично X	Малоабразивные, средне трещиноватые, малоабразивные породы; суглинки, мергели, песчано-глинистые отложения, известняки, дололимиты, габбро, граниты, валунно-галечные отложения.
СМ9/С1	Y-YI	Породы средней твердости, неабразивные, средне трещиноватые.
СМ9/С2	Y-YII	Породы средней твердости, малоабразивные и среднетрещиноватые.
СМ9/СТ	YII-YIII	Трещиноватые породы.
СТ2	IY-YI	Малоабразивные трещиноватые и перемежающиеся породы; известняки, частично окремнелые доломиты, сланцы с твердыми включениями.
СТ3	Y-YIII	Перемежающиеся трещиноватые с пропластами более крепких пород известняки, доломиты, габбро, граниты, валежно-галичниковые отложения.
СТ4	III-YIII, с прослоями IX-X	Моиолитные и трещиноватые малоабразивные пороpды.
СА1	YI-YIII	Преимущественно абразивные, плотные, тонко- и мелкозернистые монолитные породы; песчаники, песчаные сланцы, грубые алевролиты, порфириты, габбро.
СА2, СА3, СА5, СА6	YI-YIII, частично IX	Преимущественно абразивные монолитные и перемеживающиеся горные породы; песчаники, диориты, габбро, порфириты, окварцованные известняки.
СА4	Y-YIII, частично IX	Преимущественно абразивные монолитные и слаботрещиноватые породы; габбро, пироксениты, порфириты,.

Таблица 11.7

Области применения современных твердосплавных буровых кoроиок

Шифр коронки	Диаметр, мм		Область применения		
	Наруж.	Виутр.	Характеристика горных пород	Категория по буримости, гориые породы	Специальиое назначение
М6-93	93	54	Мягкие иеустойчивые породы с прослоями твердых пород.	I-IY с прослоями Y-YI; глины, слабосцементированные песчаники, гипсы, ангидриты, глинистые сланцы с прослоями валунно-галечных отложеиий.	-
М6-112	112	73			
М6-132	132	93			
М6-151	151	112			
СМ4-76	76	58	Малоабразивные, монолитные, слаботрещиноватые.	Y-YI; алевролиты, аргиллиты, глинистые и песчаные сланцы, известняки, слабые песчаники.	-
СМ4-93	93	74			
СМ4-112	112	93			
СМ4-132	132	113			
СМ4-151	151	132			
СМ5-46СМ5-59	46	31	Малоабразивные, сонолитиые, слаботрещино-ватые.	Y-YI; доломиты, известняки, глинистые и песчаные сланцы, серпентиниты.	-
СМ5-76	59	44			
СМ5-93	76	58			
СМ5-112	93	75			
СМ5-132	112	94			
	132	114			
СМ8-93	93	74	Монолитные, среднетрещио-ватые, малоабразивные.	III-IX, частично X; суглинки, мергели, песчано-глинистые отложения, известняки, доломиты, габбро, граниты, валунно-галечиые отложения.	Бурение с местной циркуляцией промывочной жидкости и с продувкой.
СМ8-112	112	93			
СМ8-132	132	114			
СМ8-151	151	132			
СМ8-172*	172	143			
СМ8-222*	222	201			
СМ8-276*	276	254			
СМ8-328*	328	307			
СТ3-132	132	111	Перемежающиеся трещиноватые с пропластами более крепких пород	Y-YIII; известняки, доломиты, габбро, граниты, валунио-галечные отложеиия.	Бурение с местной циркуляцией промывочной жидкости и с продувкой.
СТ3-151	151	130			
СТ3-172	172	141			
01Кт-197	197	178	Малоабразивные, монолитные.	III-Y; суглинки, мергели. песчано-глиииистые отложения.	Бурение отверстий в железобетонных конструкциях с арматурой диаметром до 12 мм.
01КТ-276	276	258			
01КТ-328	328	310			

Продолжение табл. 11.7

CA5-59	59	42	Абразивные.	VI-VIII, частично ; песчаники, алевролиты, диориты, габбро, пор, фириты, окварцованные известняки.	-
CA5-76	76	58			
CA6-93	93	73			
CA6-112	112	92			
CA6-132	132	112			
CM9/C1-59	59	42	Средней твердости, неабразивные, среднетрещиноватые.	V-VI, для замены CM4 и CM5	Бурение с местной циркуляцией и с продувкой.
CM9/C1-76	76	58			
CM9/C1-93	93	73			
CM9/C1-112	112	92			
CM9/C1-132	132	112			
CM9/C1-151					
CM9/C2-59	59	42	Средней твердости, малоабразивные и среднетрещиноватые.	VI-VII, для замены CM5 и CM6	Бурение с местной циркуляцией и с продувкой.
CM9/C2-76	76	58			
CM9/C2-93	93	73			
CM9/C2-112	112	92			
CM9/C2-132	132	112			
CM9/C2-151					
CM9/CT-59	59	42	Трещиноватые породы.	VII-VIII, для замены CM6 и CT2	Бурение с местной циркуляцией с продувкой.
CM9/CT-76	76	58			
CM9/CT-93	93	73			
CM9/CT-112	112	92			
CM9/CT-132	132	112			
CM9/CT-151					
CT4-171	59	42	Монолитные и трещиноватые, малоабразивные породы.	III-VIII с прослоями пород IX-X	Вращательно-ударное бурение, бурение с местной циркуляцией и с продувкой, бурение железобетона.
CT4-197	76	58			
CT4-222	93	73			
CT4-248	112	92			
CT4-276	132	112			
CT4-327					

*Изготавливаются по специальному заказу.

Таблица 11.8

Оснащенность резцами коронок типа CM9

Диаметр, D/d, мм	CM9/C1	CM9/C2	CM9/CT
	К-во резцов	К-во резцов	К-во резцов
59/42	4	5	6
76/58	5	6	8
93/73	6	8	10
112/92	8		10
132/113	8	9	12
151/132	10	12	14

Таблица 11.9

Осиовиые характеристики твердосплавных буровых коронок типов M5 и M6

Тип	Диаметр, мм		К-во ребер	Количество твердосплавных резцов			Масса коронки, кг
	Наружный	Внутренний		По торцу	Калибрующий	Всего	
M5-93	93	54	4	16	4	20	1,05
M5-112	112	73	4	1	-	4	1,30
M6-132	132	93	6	1	-	6	1,70
M5-151	151	112	6	24	6	30	1,80
M6-93	93	54	4	1	-	4	1,05
M6-112	112	73	4	1	-	4	1,30
M6-132	132	93	6	1	-	6	1,30
M6-154	154	112	6	1	-	6	1,80

Таблица 11.10

Основиые характеристики твердосплавиых буровых короиок типов CM4, CM5, CM6, CT2, CA2, CA4, CA5 и CA6

Тип	Диаметр, мм		Число групп резцов	Количество резцов				Масса, кг
	нар.	внут.		Основ-ных	Под-резных	Доп. подрезцов	Всего	
CM4-76	76	58	3	3	6	3	12	0,56
CM4-93	93	74	3	3	6	3	12	0,68
CM4-112	112	93	3	3	6	3	12	0,75
CM4-132	132	113	4	48	4	8	16	0,97
CM4-151	151	132	4	4	8	4	16	1,20
CM5-36	36	21	3	3	6	3	12	0,25
CM5-46	46	31	4	4	8	2	14	0,32
CM5-59	59	44	4	4	8	4	16	0,42
CM5-76	76	59	4	4	8	4	16	0,58
CM5-93	93	75	6	6	12	3	21	0,74
CM5-112	112	94	6	6	12	3	21	0,94
CM-132	132	114	8	8	16	4	28	1,00
CM-151	151	133	8	8	16	4	28	1,25
CM6-46	46	31	4	4	8	2	114	0,32

СМ6-59	59	44	4	4	8	4	16	0,42
СМ6-76	76	59	4	4	8	4	16	0,58
СМ6-93	93	75	6	6	12	6	24	0,74
СМ6-112	112	94	6	6	12	6	24	0,94
СМ6-132	132	114	8	8	16	8	32	1,00
СМ6-151	151	133	8	8	16	8	32	1,25
СТ2-46	46	31	3	6	3	-	9	0,30
СТ2-59	59	44	3	6	3	-	9	0,40
СТ2-76	76	59	3	6	3	-	9	0,52
СТ2-93	93	75	4	8	4	-	12	0,73
СТ2-112	112	94	5	10	5	-	15	0,89
СТ2-132	132	114	6	12	6	-	18	1,00
СТ2-151	151	133	6	12	6	-	16	1,16
СА2-36	36	21	4	10	6	-	16	0,24
СА2-46	46	31	4	10	6	-	16	0,30
СА2-59	59	42	6	16	10	-	26	0,41
СА2-76	76	58	8	20	12	-	32	0,54
СА5-59	59	42	6	16	10	9	26	0,41
СА5-76	76	58	8	20	12	-	32	0,54
СА6-93	93	73	10	28	12	-	40	0,60
СА4-59	44	3	6	6	6	3	15	0,38
СА4-76	76	59	4	8	8	4	20	0,56
СА4-93	93	75	5	10	10	5	25	0,72
СА4-112	112	94	5	10	10	5	25	0,85
СА4-132	132	114	6	12	12	6	30	0,97

11.1.3. Узкоспециализированные твердосплавные буровые коронки

Основные характеристики твердосплавных коронок для гидроударного бурения приведены в табл.11.11.

При пневмоударном бурении используются твердосплавные коронки как для одинарных колонковых наборов, так и для двойных. Следует учесть, что термин «буровая коронка» при пневмоударном бурении распространяют (при разработке месторождений) и на породоразрушающий инструмент для бескернового бурения (коронки типа КПС).

Пневмоударные коронки (табл. 11.12) для одинарных колонковых наборов имеют шифр КП-96 (113, 132, 151), а при бурении на россыпных месторождениях пневмоударными комплексами КПР – КП-161 (184, 216). Коронки для пневмоударного бурения двойными колонковыми наборами имеют шифр КДП-96 (113, 132, 151), а при бурении двойными колонковыми трубами с комплексам КПР при разведке россыпей – КДП-161 (184, 216).

При бурении с гидротранспортом керно-шламового материала комплексами КГК также используются твердосплавные буровые коронки (табл. 11.13), а при бурении кольцевыми пневмоударниками ПКР-190 – коронки типа ДЛКП (табл. 11.14). В последнем случае они условно именуются долотами по аналогии с конструктивно близкими или долотами типа ДЛП для бескернового бурения.

Таблица 11.11

Основные характеристики твердосплавных буровых коронок для гидроударного бурения

Тип породоразрушающего инструмента	Диаметр, мм		Число резцов	Характеристика пластин твердого сплава			Суммарная масса твердого сплава, г	Высота коронки, мм	Масса коронки, кг	Область применения
				Размеры, мм	Угол заточки, градус					
	наружный	внутренний			Общий	Отрицательный передний				
КГ1	96	68	4	14x10x18	90	30	120	118	1,50	Вязкие и пластичные породы YI-YIII категорий буримости.
	11	87							1,75	
КГ2	96	68	6	14x8x15	90	45	120	118	1,6	
	115	87							1,85	
КГ3	76	52	4	12x10x19	90	45	105	118	0,99	Породы YIII-X категорий буримости
	115	87							1,5	Породы высокой абразивности YI-YIII категории буримости.
	93	65	4	14x11x19			124		1,62	
	112	84								
ГТПИ48М	96	68	6	14x12x13,8	100	50	120	118	1,40	Крепкие трещиноватые и разрушенные поторы YIII-X категории буримости.
	115	87							1,75	
КГ4	76	42	6	10x8x18	75	15	176	120	0,9	Пластичные и вязкие породы Y-YI категорий буримости
(ГТПИ67М0	93	59	6	117x8x18			176	120	1,9	
	112	78	8				235	120	2,2	
КГ5 (ГТПИ74МВ)	59	39	4	10x9x19	90	45	80	160	0,83	Монолитные породы YII-X категорий буримости.
ГТПИ12ГМ	59	39	6	10x9x19	90	45	120	160	0.87	Трещиноватые и абразивные породы YII-x категорий буримости.
ГТПИ74МВС	76	52	4		90			1118	0,99	
ГТПИ126МС	59	39	4		90			160	0,825	

Таблица 11.12

Основные характеристики твердосплавных буровых коронок для пневоударного бурения

Тип коронки	КП						КДП					
Диаметр, мм наружный	151	132	113	96	161	184	216	151	132	113	96	161	184	216
внутренний	113	92	79	64	119	142	171	113	92	77	64	117	140	171
Число вставок твердого сплава	12	12	8	6	12	12	12	12	12	8	6	12	10	12
Масса, кг; вставок	0,5	0,5	0,3	0,2				0.5	0,5	0,3	0,2			
коронки	5,6	4,5	3,2	2,8	4,2	5.8	8,5	5,2	4,3	2,9	2,4	3,7	4,6	6,5
Марка твердого сплава	ВК1570-75							ВК-15						
Угол заточки вставок, градус; периферийных	70-75							70-75						
промежуточных и центральных	110-140							110-140						

Таблица 11.13

Основные характеристики твердосплавных коронок для бурения с гидротранспортом керна

Тип коронки	ГК-2	КГ-84МС	КГ-93МС
Диаметр, мм; наружный	84	84	93
внутренний	38	38	38
Величина торцового опережения центральных резцов, мм	15	9,5	8,5
Величина вылета резцов по наружному диаметру, мм	1.5	0,5	0,5
Марка твердого сплава	ВК-8В	ВК-8	ВК-8 и ВК-11
Высота, мм	90	78,5	78,5
Масса, кг	-	0,95	1,2

Таблица 11.14

Основные характеристики твердосплавных коронок (долот) для бурения кольцевым пневмоударником ПКР-190

Тип долота	ДЛКП	ДЛКП2	12ДЛКП
Диаметр, мм			
наружный	190	190	190
внутренний	46	48	42
Величина торцового оперения центральных зубков, мм	7	5	6
Величина вылета зубков по наружному диаметру, мм	2	2	1.75
Число лезвий:			
всего:	24	23	19/18
по наружному диаметру	9	10	6
Марка твердого сплав	ВК-15	ВК-15	ВК-15
Высота долота, мм	148	197	200/185
Масса долота, кг	14,7	21,7	14,7/14,1

11.1.4. Бурильные головки (колонковые долота)

Для бурения скважин на твердые полезные ископаемые с отбором керна могут применяться не только буровые коронки, но и оснащенные шарошками колонковые шарошечные долота (табл. 11.15 и 11.16).

Для отбора керновых проб в скважинах глубокого бурения используются оснащенные как твердым сплавом, так и сверхтвердыми резцами (алмазными), колонковые долота. Типы твердосплавных бурильных головок – М, МСЗ, СЗ, СТ и ТКЗ (табл. 11.16 и 11.17).

Таблица 11.15

Основные типоразмеры колонковых шарошечных долот для геологоразведочного бурения

Тип долота	Категория пород по буримости	Характеристика буровых пород	Диаметр долот, мм	Соответствующие диаметры керна, мм	Тип вооружения	Масса, кг
К	IX-II	Монолитные трещиноватые кварциты, роговики, доломиты, туфы, граниты.	151, 132, 112, 93,, 76	64, 60, 44, 36, 28	Твердосплавные зубки	12; 7,5; 5,6; 4,3; 3,2
Т	YIII-IX	Песчаники, доломиты, известняки, базальты, лабрадориты, фосфориты.	151, 132, 112	64; 60; 44	Стальные фрезерованные зубья.	11,2; 7,4; 5,5

Таблица 11.16

Основные характеристики колоиковых шарошечных долот для буреиия иа твердые полезные ископаемые

	6ДК-112К	6ДК—112Т
Диаметр долота, мм:		
наружный	112	112
внутренний	44	44
Угол наклона шарошек к оси долота, градус:		
наружных	64	66
внутренних	75	79
Диаметр шариков в подшипнике качения, мм	7,938	7,938
Число шариков	44	42
Промывочные каналы:		
диаметр, мм	8	8
число	4	6
Масса долота, кг	5,5	5,6

Примеры обозначения твердосплавных бурильных головок: а) для керноприемных устройство со съемным керноприемником КС 212,7/60 СТ (КС – керноприемник съемный; 212,7 – внешний диаметр бурильной головки; 60 – ее внутренний диаметр: СТ – тип долота); б) К 212,7/80 МСЗ (К – керноприемник несъемный).

Классификация бурильных головок, оснащенных сверхтвердыми материалами, приведена в табл. 11.19.

Таблица 11.17

Основные характеристики бурильиых головок для глубокого бурення, осиащениые твердым сплавом

Диаметр, мм		Высота долота, мм	Обозначение резьбы	Конусность резьбы
внешний	внутренний			
Керноприемник несъемный				
76,0	36	110	66	-
93,0	40	120	81	-
112,0	44	140	101,5	-
132,0	60	150	118	-
139,7	52	260	3-110	1:
142,9	52	260	3-110	1:8
149,2	52	260	3-110	1:8
158,7	67	280	3-133	16:
165,1	67	280	3-133	1:6
171,4	67	280	3-133	1:6
187,3	80	300	3-150	1:8
196,0	80	300	3-150	1:8
212,7	80	320	3-150	1:8
222,3	80	320	3-150	1:8
244,5	100	360	3-189	1:8
269,9	100	380	3-189	1:6
295,3	100	400	3-189	1:6
Керноприемник съемный				
187,3	40	300	3-147	1:6
212,7	60	320	3-161	1:6
244,5	60	360	3-171	1:6
269,9	60	380	3-171	1:6
295,3	60	400	3-171	1:6

Таблица 11.18

Допускаемые осевые иагрузки на бурильиые головки для глубокого бурения

Диаметр, мм	Тип	Масса, кг	Допускаемая нагрузка, кН
187,3/40	СТ	25,0	120
187,3/40	ТКЗ	27,0	120
187,3/80	СТ	25,0	120
187,3/80	СЗ	25,0	120
187,3/80	ТКЗ	29,6	120
212,7/60	СТ	28,0	150
21,7/60	ТКЗ	30,0	150
212,7/80	СТ	33,5	150
212,7/80	СЗ	38,5	150
212,77/80	ТКЗ	37,5	150
244,5/60	СТ	49,0	200
269,9/60	СТ	59,0	250
295,3/60	СТ	68,0	300

Таблица 11.19

Классификация по иазиачению бурильных головок, осиащеиных сверхтвердыми материалами

Виды алмазных резцов	Тип бурильной головки	Код бурильной головки по IADC
Алмазно-твердосплавные пластины (АТП)	КАП133,3/67МС	M6R5
	КАП138,1/52МС	M9R5
	КАП138Д/67МС	M2R5
	КАП159,4/67МС	M5R5
	КАП163,5/67МС	M6R5
	КАП188,9/80МС	M6R5
	КАП188,9/ЮОМС	M5R5
	КАП214,3/80МС	M6R4
	КАП214,3/100МС	M5K5
Синтетические алмазы в форме трехгранных призм (ПСТА)	КСС120,6/40СТ	T6R8
	КСС138,1/67СТ	T5R8
	КСС149,4/67СТ	T6R8
	КСС159,4/67СТ2	T6R8
	КСС163,5/67СТ	T6R8
	КСС214,3/ВОСТ1	T6R8
Синтетические алмазы СВС-П в виде цилиндров или их частей	КРС120,6/40СТ	T2R9
	КТСИ138,1/52С3	T3XO
	КРС149,4/67СТ	T55R9
	КРС159,4/67СТ1	T2X9
	КРС163,5/67СТ2	T6R9
	КТСИ188,9/80С3	T2X0
	КСС188,9/80СТ1	T4R8
	КТСИ188,9/100СТ	T6R0
	КСС188,9ЛООМС1	T5R7
	КТСИ214,3/ВОС3	T2XO
	КТСИ214,3/100СТ	T22R0
	КРС214,3/100СТ1	T4R9
	КСС295,3/100МС	T6R8
Природные алмазы	КТ138,1 52С3	D3X9
	КР163 567СТ2	D6X9
	КР188,9 80СТ2	D5X9
	КИ188,9 80С3	D2X0
	КР214,3 80СТ2	D5X9
	КИ214,3 80С3	D2X0

11.1.5. Многоцелевые буровые коронки с вооружением из сверхтвердых материалов

Основные области применения и характеристики ранее выпускавшихся, оснащенных сверхтвердых материалов буровых коронок для одинарных колонковых наборов приведены в табл. 11.20. Расшифровка индексации коронок (кроме типа БС) приведена в табл. 11.21.

Таблица 11.20

Тип коронки	Характеристика	Область применения
01А3	Коронки, оснащенные алмазами	Малоабразивные, мелкозернистые, плотные, монолитные породы YIII-IX категорий по буримости.
01А4	- « -	Абразивные, среднезернистые, трещиноватые породы VII-IX категорий по буримости.
О2ИЗГ	- « -	Малоабразивные, очень крепкие, плотные, монолитные от тонкозернистых до скрытокристаллических породы IX-XII категорий по буримости.
02И4	- « -	Абразивные, мелко- и среднезернистые, очень крепкие, плотные и трещиноватые породы X и XII категорий по буримости.
04А3	- « -	Малоабразивные мелко- и среднезернистые породы YII-IX категорий по буримости.
07А3	- « -	Малоабразивные, мелко- и среднезернистые породы YII-IX категорий по буримости.
14А3	- « -	Трещиноватые породы YIII-X категорий по буримости.
А4ДП	- « -	Плотные и слаботрещиноватые породы YIII-X категорий по буримости.
И4ДП	- « -	Слаботрещиноватые и трещиноватые, перемежающиеся, абразивные породы IX-XII категорий по буримости.
02Г3	- « -	Малоабразивные, абразивные породы VI-VIII категорий по буримости.
15А3	- « -	Породы VII-IX категорий по буримости.
16А3	- « -	Породы VII-X категорий по буримости.
022И4Г	- « -	Абразивные, мелко- и среднезернистые, очень крепкие, плотные и трещиноватые породы IX-XII категорий
15А3СВ	- « -	Горные породы Y-YI категорий по буримости.
15А3КС	- « -	Горные породы VI-VIII категорий по буримости.
03Р (КСАВ)	- « -	Породы различной степени абразивности Y-YIII категорий по буримости.
16А3СВ	- « -	Горные породы YI-YII категорий по буримости.
БС01	Коронки, оснащенные вставками из сверхтвердых материалов	Монолитные и слаботрещиноватые породы YII-X категорий по буримостию
БС02	- « _	Монолитные и слаботрециноватые породы VIII-XI категорий по буримости.
БС03	- « -	Трещиноватые породы YIII-XI категорий по буримости.
БС04, БС05	- « -	Крепкие, монолитные, абразивные породы IX-XI категорий по буримости.
БС06, БС07	- « -	Монолитные породы YIII-X категорий по буримости.
01А3СВ и 01А4СВ	Коронки с синтетическими алмазами типа СВПП	Монолитные и слаботрещиноватые породы до YIII категории по буримости.
02ИЗБ и 02И4СВ	- « -	Монолитные и слаботрещиноватые породы до YIII категории по буримости.

Таблица 11.21

Система обозиачения алмазных буровых коронок

Индекс	Место индекса в маркировке	Расшифровка индексов
01, 02, 03 и т.д. до 99	Первые две цифры	Порядковый номер конструкции коронок (иомер присваивается базовым отделом по стандартизации алмазного инструмента).
А, И	После первых цифр	Расположение алмазов в коронке: А - однослойные, И – импрегнированные коронки.

Продолжение табл. 11.21

№. 4, 5	После буквы	Индекс матрицы (табл. 2.423).
Б, В, Г, У, Н, Т, Е, К, Л, Д, Ц, Х, Ш, П, Р	После цифры, обозначающей твердость матрицы	Качество объемных алмазов, принадлежность алмазов к группе: Б – Y группа, подгруппа а, 1-го качества; В – XY группа, подгруп. а, 2-го качества; Г – XY группа, подгрупп. а, 3-го качества; У – XY группа, подгруппа б, 1-го качества; Н – XY грууппа, подгруп. б, 2-го качества; Т –XY группа, подгруппа в; Е – XXXIY грууппа, подгруппа а; К – XXXIY группа, подгруппа б; Л – XXXIY группа, подгруппа в; Д – XXXY группа, дробленые; П – подвергнутые полировке; Р – рекуперированные; СВ – синтетические алмазы марки АРС-3; ОСВ – сиитетические овализованные алмазы марки АРС-3-0.
2, 5, 8, 10, 20, 30, 40,50, 60 и т.д.	После букв, обозначающих сорт объемиых алмазов	Минимальное число зерен алмазов в данной фракции (шт./кар) для объемных алмазов.
Б, В, К, П	После цифр, обозначающих зернистость объемиых алмазов.	Качество подрезных алмазов; расшифровка тв же, что и для объемных алмазов (см. выше).
2, 5, 10, 20, 30	После букв, обозначающих сорт подрезных алмазов	Мииимальное чнсло зерен алмазов в данной фракции (шт./кар) для подрезиых алмазов.

Таблица 11.22

Классификация алмазосодержащих матриц буровых коронок

Тип матрицы, индекс	Назиачение	Твердость по Рокаеллу, HRC
Очень мягкая -1	Бурение в плотиых , монолитных, весьма малоабразивных породах	10-15
Мягкая - 2	Буреиие в плотных, монолитиых, малоабразивиых породах.	15-20
Нормальная - 3	Бурение в плотных, монолитных мало- и среднеабразивных породах	20-25
Твердая - 4	Бурение в среднеабразивных и абразивных, плотных, монолитных, а также трещиноватых породах.	30-35
Очень твердая - 5	Бурение в очень твердых, трещиноватых, весьма абразивных породах.	50-55

Пример обозначения коронки; 01А3-Д20-К20.

Расшифровывается так: 01 – первая конструкция; А – однослойная; 3 – матрица твердостью HRC20-25; Д – объемные алмазы из дробленых алмазов; 20 – зернистость объемных алмазов 30-20 шт./кар; К – подрезные алмазы из овализованных алмазов; 20 – зернистость подрезных алмазов 30-20 шт./кар.

Основные области применения и характеристики современных, оснащенных сверхтвердыми материалами буровых коронок для одинарных колонковых наборов приведены в табл. 11.23

Таблица 11.23

Основные характеристики и области применения современных буровых коронок, оснащенных сверхтвердыми материалами, в т.ч. алмазами, многоцелевого спектра применения отечественных конструкций и конструкции ИСМ НАН Украины

Характеристика инструмента			Номи-нальные диаметры	Характеристика алмазного сырья			Масса алмазов, кар	Предприятие разработчик
				Качество алмазов		Зернистость алмазов, шт/кар (мкм)		
Тип инструмента	Основное назначение	Основная область применения		Объем-ных	Подрез-ных	Объемных	Подрез-ных	
Однослойная алмазная коронка 07А3	Для бурения одинарными колонковыми трубами (ОКТ)	Малоабразивные мелко- и среднезернистые породы, УП-IX категорий по буримости	59/42 76/58	15а2Т1 15а3Т1 15а5Т4	15а5Т4	60-20	50-20	6,2-18,9	ВИТР
Однослойная коронка 14А3	То же	Трещиноватые породы, УШ-X категорий по буримости	59/42 76/56 93/73	15а2Т1 15а3Т1 15а5Т4	15а5Т4	60—15	50-12	6,8-21,9 8,6-31,0 11,5-35,3	ВИТР
Однослойная алмазная	-«-	Плотные, монолитные, малоабразивные мелкозернистые, УШ-IX категорий по буримости	46/31 59/42 76/58 93/73 112/92	15А1Т1 15а2Т1 15а3Т1 15а5Т4 СА	15а5Т4 СВ	120-60	60-12	3,1-11,6 5,1-17,0 7,0-21,7 8,7-26,0 10,9-30,0	ВИТР
Однослойная алмазная коронка 01А4Г	-«-	Трещиноватые, абразивные, среднезернистые породы, УШ-IX категорий по буримости	46/11 59/42 76/58 93/73 112/92	15а1Т1 15а2Т1 15а3Т1 15а5Т4 СВ		15а5Т4 СА	60-12	3,1-11,6 5,1-17,0 7,0-21,7 8,7-26,0 10,9-30,0	ВИТР
Однослойная алмазная коронка 02КС	-«-	Породы с прослойками пород IX категорий по буримости	76/56 93/73 112/92	СВ	СВ	20-7	20-7	10,5-28,3 10,5-28,3 14,0—37,8	СКБ «Геотех-ника»
Однослойная алмазная коронка КСКО3	-«-	Породы и частично категорий по буримости	59/42	СВ	СВ	90-30	50-12	10-10,2	СКБ «Геотех-ника»
Однослойная алмазная коронка 15АСВ	-«-	Породы Y-YI категорий по буримости	59/42 76/58 93/73	СВ	СВ	20-12	20-12	9,8-13,8 12,8-18,0 16,3-24,0	ВИТР
Однослойная алмазная коронка 16А3СВ	-«-	Породы категорий по буримости	59/42 76/58 93/73	СВ	СВ	12-8	12-8	12,7-17,0 15,8-21,2 18,0-24,5	ВИТР

Продолжение табл. 11.23

Однослойная алмазная коронка КРК	-«-	Породы Y-YII категорий по буримости	78/58 93/73 112/92	ПКНБ СА Белбор	ПКНБ СА	1,6-1,2	12-8	14,0-16,0 15,0-20,0	ВИТР
Импрегнированная алмазная коронка 02ИЗГ	-«-	Очень твердые монолитные малоабразивные породы от тонкозернистых до скрыто кристаллических IX-XII категорий по буримости	36/22 46/31 59/42 76/58 93/73	15a2T1 15a3T1	15a4T4 ОСВ	400-120	90-30	5,6-6,7 7,2-8,4 11,1-12,2 15,1-17,6 24,7-27,3	ВИТР
Импрегнированная алмазная коронка 02И4Г	-«-	Очень твердые монолитные и трещиноватые абразивные мелко- и среднезернистые породы IX-XII категорий по буримости	36/22 46/31 59/42 76/58 93/73	15a2T1 15a3T1 15a5T4	15a4T4 ОСВ	400-120	90-30	5,6-6,Ю7 7,2—8,4 11,1-12,2 15,1—17,6 24,7-27,3	ВИТР
Импрегнированная алмазная коронка КИТ	Для бурения однородными колонковыми наборами и двойными колонковыми трубами ТДН-УТ	Породы X-XI категорий по буримости	46/31 59/42 76/58	15a2T1 15a5T4 СВ	15a3T1 15a4T4 СВ	400-90	50-30	6,0-8,0 9,3-11,0 13,0-16,0	ВИТР
Импрегнированная алмазная коронка И4ДПМ	Для бурения одинарными колонковыми трубами ОКТ	Монолитные слабо и среднетрещиноватые породы категорий по буримости	46/31 59/42 76/52	15a2T1 15a5T4 СВ	15a4T4 СВ	400-120	60-20	12,0-18,0 15,0-23,0 8,0-12,0	ВИТР
Импрегнированная алмазная коронка КСАП	-«-	Породы категорий по буримости	46/31 59/42 76/58	СВ	СВ	1000-400	50-30	9,0-13,0 16,0-18,0 17,0-25,0	ВИТР
Коронка алмазная АКЗС-76	-«-	Монолитные слабо- и среднетрещиноватые породы категорий по буримости	76/58						ВИТР
Импрегнированная алмазная коронка 25И2Г	-«-	Абразивные и малоабразивные, средней твердости от монолитных до трещиноватых породы YIII-X категорий по	59/42	АКОН	АРС-4				ВИТР

		буримости							
Алмазная врубовая коронка КС-59	-«-	Твердые монолитные и слаботрещиноватые породы различной абразивности YIII-IX категорий по буримости	59/42	АКОН АРС-4 АРС-3-0	АРС-4 АРС-3-0				ВИТР
Алмазная комбинированная коронка КВМ-59	-«-	Твердые мало- и среднеабразивные от монолитных до трещиноватых пород категорий по буримости	59/42	АРС-4 СВБ	АРС-4				ВИТР
Коронка алмазная КП-112	-«-	Бурение «всухую» и коренных пород при инженерно-геологических изысканиях	112/92	СВСП диаметром 3мм	АРС-3		2000/ 1600		ВИТР
Коронка алмазная КП-132-II	-«-	Бурение многолетнемерзлых пород с использованием пен	132/113	СВСП диаметром 3мм	АРС-3		2000/ 1600		ВИТР
Однослойная алмазная коронка ОЗКС	-«-	Малоабразивные манолитные перемещающихся Y-YIII категорий	76/58 93/73 112/92						СКБ «Геотехника»
Однослойная алмазная коронка 05КС	-«-	Монолитные, среднетрещиноватые, перемещающиеся средней абразивности , частично X категорий по буримости	59/42 76/58 93/73 112/92 132/113 151/132	АРС-3, АРС-4	АРС-3 АРС-4	2000/16000			СКБ «Геотехзника»
Однослойная алмазная коронка 07КС	-«-	Средне- и сильнотрещиноватые средней абразивности породы YII-IX категорий, железобетон с арматурой диаметром до 60 мм	162/143 197/178 276/258	АРС-3, АРС-4	АРС-3, АРС-4	2000/1600			СКБ «Геотехника
Импрегнированная алмазная коронка 07КСИ	-«-	Перемежающиеся по твердости, абразивные монолитные и трещиноватые породы YIII-X категорий	59/42 76/58 93/73 112/92 132/113 151/132	АРС-3. АРС-4	АРС-3, АРС-4	1000/800 (630)			СКБ «Геотехника»

Продолжение табл. 11.23

Импрегнированная алмазная коронка КСК13ИЗ	-«-	Мало- и среднетрещиноватые средней абразивности породы Y-YIII, частично IX категорий	59/42 76/58 93/73	АРК-4	АРК-4				СКБ «Геотехника»
Алмазная коронка АКС-О	-«-	YI-YIII категории	59/42 76/58			Целые спеки	1600/1250	17,1-22,1	Тул НИГП
Алмазная коронка АКС-И	-«-	IX-XI категории	59/42 76/58			500-400	1600/1250	11,9-13 14,1—18,2	Тул НИГП
Алмазная коронка ИКС-1М	-«-	YII-XI категорий	59/42 76/58			400-120	60-40	10-13 14,2—17,Ю5	Тул НИГП
Алмазная коронка ИКТ-М	-«-	YIII-X категории	46/33,5 59/44,6				60-40	72-9,1 11,1-13,6	Тул НИГП
Алмазная коронка АТКП	-«-	YI-IX категории	59/42 76/58			60-40	60-40	7,1-10,1 9,1-14,1	Тул НИГП
Однослойная алмазная коронка 01А3(И)М	-«-	YIII-IX категории	46/31 59/42 76/58 93/73 112/92			60-20	60-20	4,6-6,3 6-7,5 7,8-10,3 8-12,3 13,2-16	Тул НИГП
Импрегнированная алмазная коронка 02ИЗ(И)М	-«-	IX-XI категории	46/31 59/42 76/58 93/73			400-120	90-30	7,5-8,8 11,2-13 15,9-17,4 26-28,2	Тул НИГП
Алмазная коронка ЮКИ-59М	-«-	IX-XI категории	59/42			150-90	60-40	13,2-15	Тул НИГП
Алмазная коронка ЮКИ-76М	-«-	IX-XI категории	76/58			150-90	60-40	18-22	Тул НИГП
Импрегнированная коронка БС04	-«-	Абразивные, монолитные и слаботрещиноватые породы YIII-IX категорий, скважины вертикальные	36/22 46/31 59/42 76/58 93/73 112/92 132/112 151/131						ИСМ
Импрегнированная коронка БС05	-«-	Бурение горизонтальных скважин в абразивных, монолитных и слаботрещиноватых породах YIII-	-«-						ИСМ

		IX категорий							
Импрегнированная коронка БС06	-«-	Вертикальные и восстающие скважины в абразивных и трещиноватых породах YIII-X категорий	-«-						ИСМ
Импрегнированная коронка БС18	-«-	Абразивные, средне- и сильнотрещиноватые породы YIII-X категорий	59/42 76/58 93/73						ИСМ
Импрегнированная коронка БС20	-«-	Абразивные монолитные и слаботрещиноватые породы IX-XI категорий	59/42 76/58						ИСМ
Импрегнированная корока БА30	-«-	Слабоабразивные, монолитные и слаботрещиноватые породы YII-XI категорий	46/31 59/42 76/58 93/73 112/92 132/112						ИСМ
Импрегнированная коронка БСС33	-«-	Абразивные, сильноабразивные, монолитные и слаботрещиноватые породы IX-X категорий	59/42 76/58						ИСМ

11.1.6. Узкоспециализированные буровые коронки с вооружением из сверхтвердых материалов

Основные области применения и характеристики ранее выпускавшихся, оснащенных сверхтвердыми материалами узкоспециализированных буровых коронок приведены в табл. 11.24-11.26.

Области применения и характеристики современных, оснащенных сверхтвердыми материалами (СТМ) узкоспециализированных буровых коронок приведены в табл. 11.27.

Таблица 11.24

Области применения ранее выпускавшихся узкоспециализированных буровых кроиок, оснащеиных сверхтвердыми материалами

Тип коронки	Назначение	Основная область применения
18А3	Коронки для двойных колонковых труб:	Монолитные и слаботрещиноватые горные породы YIII-IX категорий по буримостию
19ИЗГ (КУТИ)	типа УТ	Монолитные и слаботрещиноватые породы IX-XI категорий по буримости.
КУТВ		Монолитные и слаботрещиноватые породы YIII-IX категорий по буримости.
1-А3	типа ТДН-2 и ТДБ-2	Малоабразивные, мелкозернистые трещиноватые и плотные породы YIII и IX категорий по буримости.
11ИЗ		Малоабразивные, тонкозернистые скрытокристаллические, трещиноватые и плотные породы X-XII категорий по буримости.
КСШ	типа СШ	Трещиноватые перемежающиеся и размывающиеся породы Y-IX категорий по буримости.
РСШ (расширитель)		Трещиноватые, перемежающиеся и размывающиеся породы Y-IX категорий по буримости.
КДТО		Для бурения с двойными колонковыми трубами, типа «О» в трещиноватых абразивных горных породдах YI-X категорий по буримости.
	Для бурения комплексами со съемными керноприемниками:	
К-90	ССК-46	Плотные среднетрещиноватые породы YIII-IX категорий по буримости.
К-90-1		Плотные породы YIII-IX категорий по буримости.
К-96		Плотные, среднетрещиноватые породы IX-X категорий по буримости.
К-01	ССК-59	Плотные, слаботрещиноватые и среднетрещиноватые породы YIII категорий по буримости.
К-01-1		Плотные, слаботрещиноватые породы IX категорий по буримости.
К-01-2		Среднетрещиноватые породы IX категорий по буримости.
К-02		Породы YII категорий по буримости.
К-08		Плотные, среднетрещиноватые породы IX-X категорий по буримости.
КАСК-3	ССК-76	Плотные и слаботрещиноватые породы YI-YII категорий по буримости.
КАСК-4С		Плотные и слаботрещиноватые горные породы YIII-IX категорий по буримости.
КАСК-Р		Плотные и слаботрещиноватые горные породы Y-YI категорий по буримости.
КАСК-К		Плотные и слаботрещиноватые породы YIII-IX категорий по буримости.
17-А4	КОСК-76	Перемежающиеся по твердости породы YI-YIII категорий по буримости.

К-16		Перемежающиеся по твердости горные породы YIII-IX категорий по буримости с пропластками пород X категории.
К-30		Осадочные породы угольных месторождений Y-YII категорий по буримости.
К-41		Перемежающиеся породы IX-XI категорий по буримости.
К-45		Абразивные интенсивно-трещиноватые породы IX-XI категорий по буримости.
БС08-ССК-46 и БС09-ССК-59	ССК-46 ССК-59	Монолитные и трещиноватые породы YIII-X категорий по буримости.
12Аз	для направленного бурения	Малоабразивные породы YIII-IX категорий по буримости.
13И3		Малоабразивные породы IX-XI категорий по буримости.

Таблица 11.25

Основиые характеристикн ранее выпускавшихся алмазных буровых кроиок для двойных колонковых наборов и эжекториых снарядов

Тип коронки	Номинальный днаметр, мм		Зернистость алмазов, шт/кар		Твердость матрицы HRC	Масса алмазов, кар
	наруж-ный	внутрен-ний	объемных	поддрез-ных		
			Для труб типа УТ			
КУТ-46	46	31	30-20	30-20	29-25	3,5-8,2
КУТ-59	59	42	40-30	30-20	29-25	5,4-12,6
КУТ-76	76	58	60-40	40-30	29-25	7,0-15,9
КУТВ-59	59	42	30-20	30-20	29-25	6,7-14,8
КУТВ-76	76	58	40-30	30-20	29-25	8,6-18,9
18А3-46	46	31	30-20	30-20	29-25	5,4-8,2
18А3-59	59	42	40-30	30-20	29-25	4,3-6,8
18А3-76	76	58	60-40	40-30	29-25	3,5-5,0
КУТИ-46	46	31	400-120	40-30	29-25	6,9-7,7
КУТИ-59	59	42	400-120	60-40	29-25	10,7-12,0
КУТИ-76	76	58	400-120	60-40	29-25	17,0-20,0
19ИЗГ-46	46	31	400-120	40-30	29-25	6,9-7,7
19ИЗГ-59	59	42	400-120	60-40	29-25	10,7-12,0
19ИЗГ-76	76	58	400-120	60-40	29-255	17,0-20,0
			Для труб типа ТДН-2			
10А3Д20К20	59	38	30-20	30-20	20-255	8,1-12,2
10А3Д20К20	76	52	30-20	30-20	20-25	11,2-16,8
11ИЗД120К30	59	38	400-120	50-30	20-25	12,2-12,9
11ИЗД120К30	76	52	400-120	50-30	20-25	18,3-19,4
			Для труб типа ТДН-0			
КДТО-20-59	59		30-20	30-20	20-30	12,0
КДТО-150-59	59		400-150	50-30	20-30	15,0
КДТО-20-76	76		30-20	30-20	20-30	20,0
КДТО-20-93	93		30-20	30-20	20-30	22,0
			Для эжекторных снарядов			
ОЭИ	59	39	400-150	50-30	30-40	12,0
	76	56	40-150	50-30	30-40	20,0
ДЭИ	76	47	30-20	30-20	30-40	20,0
ДЭА	76	47	30-20	30-20	30-40	20,0
	93	59	30-20	30-20	30-40	22,0

Таблица 11.26

Основные характеристики ранее выпускавшихся буровых коронок, осиащенных сверхтвердыми материалами для снарядов со съемными керноприемниками

Тип инструмента	Конструктивные признаки	Качество и зернистость алмазов, шт/кар			Общая масса алмазов, кар
		объемных		подрезных	
		пилот	ступени		
ССК-46					
К-90	Трехступенчатая однослойная коронка	XY группа, подгруппа а, 30-20	XXXY группа, подгруппа а, 30-20	XXXIY группа, подгруппа б, 30-20	5,7-8,6
К-90-1	Четырехступенчатая однослойная короика	XY группа, подгруппа а, 50-30	XY группа, подгруппа а, 50-30	То же	4,6-7,4
К-90-2	Пятиступенчатая однослойная коронка	XY группа, подгруппа а, 60-40	XY группа, подгруппа а, 60-40	XXXIY группа, подгруппа б, 50-30	4,5-6,9
К-96	Импрегнированная коронка	XXXY группа, подгруппа а, 400-150	-	XXXIY группа а, б, 50-30 или 60-40	10,5-11,6
БСО8-ССК-40		АС и твесал			17,32
ССК-59					
К-01	Трехступенчатая однослойная коронка	XY группа, подгруппа а, 30-20	XXXIY группа а, 30-20	XXXIY группа, подгруппа б, 30-20	9,1-13,6
К-01-1	Четырехступенчатая однослойная коронка	XY группа, подгруппа а, 50-30	XY группа, подгруппа а, 50-30	То же	6,9-11,4
К-01-2	Пятиступенчатая однослойная коронка	XY группа, подгруппа а, 60-40		XXXIY группа, подгруппа б, 50-30	5,8-9,0
К-08	Комбинированная четырехступенчатая коронка	XXXY группа, подгруппа а, 400-150	XY группа, подгруппа а, 60-30	XXXIY группа, подгруппа б, 60-30	16,0-19,0
БС09-ССК-59		АС и твесал			27
ССК-76					
КАСК-4С	Четырехступенчатая однослойная коронка	XY группа, подгруппа а, 30-20	XXXY группа, подгруппа а, 30-20	XXXIY группа, подгруппа б, 30-20	14,1-21,2
КАСК-К	Конусная однослойная коронка	То же	То же	То же	14,4-21,6
КАСК-3	Зубчатая однослойная коронка	XXXYI группа, подгруппа г, 20-12 или 12-8; XXXY группа, подгруппа а, 400-200		XXXIY группа, подгруппа б, 20-12	16,0-22,9
КАСК-Р	Резцовая однослойная коронка	XXXYI группа, подгруппа г, 5-2		То же	9,2-20,7
КСС К-76					
К-30	Зубчато-ступенчатая	XXXIY и XXXY группы 30-20 (20-10)			7,8-8
17А4	Ступенчатая	XXXIY и XXXY группы 30-20			18-20
К-16	Ступенчатая	XXXIY и XXXY группы 30-20			21-22

Таблица 11.27

Основные характеристики и область применения современных узкоспециализированных буровых коронок отечественных конструкций и конструкции ИСМ НАН Украины

Характеристика инструмента			Номинальные диаметры, мм	Характеристика алмазного сырья				Масса алмазов, кар	Предприятие-разработчик
Тип	целевое назнач.	область применения		объемных	подрез-ных	объем-ных	подрез-ных		
Импрегнированная алмазная коронка 16И4М	Для бурения одинарными эжектроными снарядами	Абразивные интенсивные трещиноватые породы X-XI категорий по буримости	59/39 76/47	15a5T4	15a4T4	200-90	50-30	11,2-12,8 15,2-17,3	Тул НИГП
Однослойная алмазная коронка КУТВ	Для бурения двойными колонковыми трубами типа «УТ»	Монолитные слаботрещиноватые породы YIII-IX категорий по буримости	59 76	15a2T1 15a5T4	15a4T4	50-20	30-20	8,7-14,8 10,2-15,4	ВИТР
Однослойная алмазная коронка	Для бурения двойными колонковыми трубами типа ТДН-2	Породы YII-IX категорий по буримости	59 76 93	15a5T4 СВ	15a4T4 СВ	60-12	50-12	6,0-15,0 9,0-25,0 12,0-30,0	ВИТР
Импрегнированная алмазная коронка	То же	Породы X-XII категорий по буримости	59 76 93	15a2T1 15a5T4	15a4T4 СВ	600-120	50-12	10,0-18,0 12,0-32,0 15,0-25,0	ВИТР
Однослойная алмазная коронка КУТВ	Для бурения двойными колонковыми трубами типа ТДН-ССК	Породы	YIII-X категорий по буримости	46 59 76	15a5T4 СВ	60-20	50-20	4,5-8,6 6,5-13,6 11,7-21,2	ВИТР
Комбинированная алмазная короика	То же	Слабо- и средиетрещиноватые породы X-XI категорий по буримости	46 59	15a5T4 СВ	15a4T4 СВ	200-60	50-50	12,5-14,6 19,4-22,0	ВИТР
Однослойная алмазная коронка ДЭА-М	Для бурения двойными эжекторными снарядами	Абразивные интенсивного трещиноватые породы YIII-X категорий по буримости	76/47 93/59	15a5T4	15a4T4	50-20	50-20	11,1-29,5 14,4-31,8	Тул НИГП
Импрегнированная алмазная коронка ДЭИ-М	То же	Абразивные интенсивно трещиноватые породы X-XI категорий по буримости	76/47 93/59	15a5T4	15a4T4	200-90	50-30	17,8-19,7 23,6-26,0	Тул НИГП
Однослойная алмазная коронка К-90	Для бурения ССК-46	Плотные и среднетрещиноватые породы YIII-IX категорий по буримости	46	15aT1 15a1T1 15a2T1 15a3T1	15a3T1 15a4T4	30-20	30-20	5,7-8,6	ВИТР
Однослойная алмазная коронка НКАК-90	То же	Плотные породы YIII-IX категорий по буримости	46	15aT1 15a4T4	15a3T1 15a4T4	50-30	50-30	4,6-7,4	ВИТР

Продолжение табл. 11.27

Однослойная алмазная коронка К-90-2	*	Среднетрещиноватые породы YIII-X категорий по буримости	46	15aT1 15a1T1 15a2T1 15a3T1	15a3T1 15a4T4	60-40	60-40	4,5-6,9	ВИТП
Однослойная алмазная короика К-01	Для бурения ССК-59	Плотные слабо- и среднетрещиноватые породы YIII категории по буримости	59	15a1T1 152T1 15a3T1 (пилот) 15a5T4 (ступени)	15a3T1 15a4T4	30-20	30-20	9,1-13,6	ВИТР
Однослойная алмазная коронка К-01-1	То же	Плотные породы IX категории по буримости	59	15a1T1 15a2T1 15a3T1	15a3T1 15a4T1	50-30	50-30	8,1-12,9	ВИТР
Однослойная алмазная коронка К-01-2	*	Среднетрещиноватые породы IX категории по буримости	59	15a1T1 15a2T1 15a3T1	15a3T1 15a4T4	60-40	60-40	6,5-10,1	ВИТР
Импрегнированная алмазная коронка К-09-И2Г	*	Плотные и слаботрещиноватые породы IX-XI категорий по буримости	59	15a2T1 15a5T1	15a4T4	800-200	60-30	30,2-33,4	ВИТР
Комбиннрованная алмазная корока К-01-3	Для бурения ССК	Монолитные слаботрещиноватые породы средшней и малой абразивности X-XI категорий по буримости	46	15a2T1 15a3T1 15aT1	15a3T1 15a4T4	200-60 (пилот) 90-60 (ступени)	50-к30	12,5-14,6 19,4-22,0 25,0-30,0	ВИТР
Однослойная алмазная коронка КАСК-ОЦ	То же	Трещноватые породы YIII-IX категорий по буримости	59 76	15a1T1 15a2T1 15a2T1 (пилот) 15a2T1 15a5T4	15a3T1 15a4T4	50-20	50-20	16,0-20,0 22,0-30,0	ВИТР
Однослойная алмазная коронка КАСК-ОЦ-1	*	Трещиноватые размываемые породы IX категории по буримости	59 76	15a1T1 15a2T1 15a2T1 (пилот) 15a2T1 15a5T4 (конус)	15a3T1 15a4T4	50-20	50-20	16,0-20,0 22,0-30,0	ВИТР
Комбинированная алмазная коронка КАСК-ОЦ-2	*	Трещиноватые породы IX-X категорий по буримости	59	15a1T1 15a2T1 15a2T1 (пилот)	15a3T1 15a4T4	90-60	50-30	16,0-20,0 22,0-30,0	ВИТР

				15a2T1 15a5T4 (конус)					
Импрегнированная алмазная коронка К-12	*	Монолитные и трещиноватые породы X-XI категорий по буримости	59	15a2T1 15a5T4	15a4T4	600-120	50-30	15,0-20,0	ВИТР
Однослойная алмазная коронка КАСК-3о	*	Монолитные и слаботрещиноватые породыY-YIIIкатегорий по буримости	59 76	СВ СВ	СВ СВ	12-8	50-12	12,0-18,0 16,0-25,1	ВИТР
Однослойная коронка РКС	*	Породы Y-YIII категорий по буримости	59 76	ПКНБ СВ	ПКНБ СВ	1,25-1,7	20-8		ВИТР
Импрегнированная алмазная коронка КСАМ-ССК	*	Породы IX-XI категорий по буримости	59	СА	СА	1000-100	90-12	12,0-20,0	ВИТР
Однослойная алмазная коронка КАСК-К(ЧС)	*	Монолитные и слаботрещиноватые породы YIII-IX категорий по буримости	76	15a1T1 15a2T1 15a3T1 (пилот) 15a5T4 (ступени, конус)	15a3T1 15a4T4	30-20	30-20	14,1-21,6	ВИТР
Однослойная алмазная коронка К-110-1	*	Плоотные и слаботрещиноватые породы YIII-IX категорий по буримости	76	15a1T1 15a2T1 15a3T1 (пилот) 15a5T4 (ступени)	15a4T4	50-30	50-30	12,0-20,3	ВИТР
Однослойная алмазная коронка К-110-2	*	Плотные и слаботрещиноватые породы IX-X категорий по буримости	76	15a1T1 15a2T1 15a3T1 (пилот) 15a5T4 (ступени)	15a4T4	60-40	60-30	11,7-18,2	ВИТР
Однослойная алмазная коронка 17-А4-М	Для бурения КССК-76	Породы YI-YIII категорий по буримости	76/40	15a5T4	15a3T1 15a4T4	30-20	30-20	15,1-22,6	Тул НИГП
Однослойная алмазная коронка К-16-М	То же	Породы YIII-IX категорий по буримости	76/40	15a5T4	15a3T1 15a4T4	50-30	30-20	15,4-24,0	Тул НИГП
Однослойная алмазная коронка К-30-М	*	Осадочные породы Y-YII категорий по буримости	76/40	15a5T4	15a4T4	30-20	30-20	8,5-12,9	Тул НИГП
Импрегнированная алмазная коронка К-41-М	*	Породы IX-XI категорий по буримости	76/40	15a5T4	15a4T4	150-90	50-30	16,6-21,0	Тул НИГП

Продолжение табл. 11.27

Импрегнированная алмазная коронка К-45-М	*	Абразивные интенсивно трещиноватые породы IX-XI категорий по буримости	76/40	15а5Т4	15а4Т4	150-90	50-30	24,0-26,7	Тул НИГП
*	Породы YI-YIII категорий по буримости	76/40	76/40	СВ	СВ	50-30	50-30	10,9-18,3	Тул НИГП
Однослойная алмазная коронка К-31-М	*	Монолитные и слаботрещиноватые породы Y-YI категорий по буримости	76/40	СВ	СВ	50-30	50-30	5,8-9,6	Тул НИГП
Однослойная алмазная коронка К-30-М	*	Трещиноватые породы Y-YIII категорий по буримости	76/40	СВ	СВ	50-30	50-30	8,5-12,9	Тул НИГП
Импрегнированная алмазная коронка В-9	Для бурения КГК-100	Породы II-YIкатегории по буримости с пропластками пород YI-XI (до 10%)	82/38	15а5Т4 СВ	15а5Т4 СВ	200-90	90-30	21,0-23,0	Тул НИГП
Съемная раздвижная однослойная алмазная коронка СРК-КП СРК-КР	Для бурения ССК-76	Породы YIII-X категорий по буримости	76	15а5Т4	15а4Т4	50-20 (КП) 90-30 (КР)	50-20 (КП) 50-30 (КР)	5,2-13,0 (КП0 4,8-12,0 (КР)	ВИТР
Однослойная алмазная коронка 12АЗ	Для керного направленного бурения	Малоабразивные породы YIII-IX категорий по буримости	59 76	15а2Т1 15а3Т1 15а5Т4	15а4Т4	50-12	50-12	12,2-27,7 13,4-39,0	ВИТР
Импрегнированная алмазная коронка 13ИЗ	ТО же	Малоабразивные породы IX-XI категорий по буримости	59 76	15а2Т1 15а3Т1 15а5Т4	15а4Т4	400-120	30-20	17,9-19,8 25,0-27,0	ВИТР
Алмазная коронка К-70М	Для бурения КССК-76	IX-XI категории	76/40			90-60	90-60	11-16	Тул НИГП
Алмазная коронка КТ-76М	-«-	YIII-X категории	76/40			150-90	50-30	17-20,5	Тул НИГП
Алмазная коронка К-61	Для бурения КССК-59	YII-IX категории	59/31			90-60	60-30	12,1-15,1	Тул НИГП
Алмазная коронка К-62	-«-	Y-YI категории	59/31			1600/ 1250	1600/ 1250	9,1-12,1	Тул НИГП
Алмазная коронка К-63	-«-	IX-XI категории	59\31			150-90	60-40	12,1-18,1	Тул НИГП
Алмазная коронка В9ПМ	Для бурения КГК	YI-IX категории	82/38			200-90	50-30	21-23	Тул НИГП
Алмазная коронка В9СМ	-«-	YI-IX категории	82/38			1000/800	1250/1000	21-23	Тул НИГП
Алмазная коронка В-14	-«-	YI-IX категории	82/38			90-60	90-60	15-21	Тул НИГП

Алмазная коронка КН-01-95	Для бурения КССК-95	YIII-X категории	95/52			50-30	50-30	18,5-29,5	Тул НИГП
Алмазная коронка КН-02-95	-«-	X-XI категории	95/52			150-90	50-30	14,1-26,7	Тул НИГП
Алмазная коронка МЦПИ-М	Для бурения с продувкой	YI-YIII категории IX-X категории	76/58			60-40 150-90	60-40 60-40	11,1-14,2 16,3-24,1	Тул НИГП
Алмазщная коронка К-01-1М	Для бурения ССК-59	IX категории	59/35,4			50-30	50-30	6,9-11,4	Тул НИГП
Алмазная коронка К-01-2М	-«-	IX категория	59/35,4			60-40	50-30	5,8-8	Тул НИГП
Алмазная коронка К-01-3М	-«-	X-XII категории	59/35,4			60-40	50-30	5,8-9	Тул НИГП
Алмазная коронка К-08М	-«-	IX-X категории	59/35,4			400-150	30-20	16-19	Тул НИГП
Алмазная коронкаЮ-КИ-76М	Для бурения ССК-76	IX-XIII категории	76/48			150-90	60-40	25-28	Тул НИГП
Алмазная коронка КРК-59-ССК	Для бурения ССК-59	Породы средней твердости YII-YIII	59/35						ВИТР
Алмазная коронка КРК-59-КГК	Для бурения КГК	Породы средней твердости	59/38-32						ВИТР
Алмазная коронка КШ	Для бурения ССК-76	YII-IX категории	76/48						ВИТР
Алмазная коронка КОП-6С	-«-	IX-X категории	76/48						ВИТР
Буровая коронка БС-16	Для бурения ССК-59	Абразивные и сильноабразивные, трещиноватые и сильнотрещиноватые породы IX-XI категории	59/35,4						ИСМ
Для бурения ССК	Слабоабразивные монолитные и слаботрещиноватые породы YIII-XI категории	46/24 59/35,4							ИСМ
Буровая коронка БС29	Для бурения КССК-76	Абразивные монолитные и трещиноватые породы YIII-XI категории	76/40						ИСМ
Буровая коронка БС23	Для направленного бурения ОКТ	Абразивные и сильнотрещиноватые монолитные и трещиноватые породы YIII-XI категории	59/42						ИСМ
Коронка резцовая с СТМ БП32	Для бурения КГК	I-YIII категории	76/36 84/40						ИСМ

11.1.7. Многоцелевые шарошечные, лопастные и алмазные долота

По конструкции шарошечные долота подразделяются на одно- (I), двух- (II) и трехшарошечные (III). В зависимости от области применения (табл. 11.28) шарошечные долота могут выпускаться марки М, МЗ, МС, МСЗ, С, СТ, СЗ, Т, ТК, ТЗ, ТКЗ, К и ОК.

По расположению и конструкции промывочных каналов долота выпускают с центральной промывкой (Ц) и с боковой промывкой (Г). Ранее буква Г в шифре долота означала наличие гидромониторной (струйной) насадки (сопла), формировавшей струю промывочной жидкости. Теперь же присутствие такой насадки в долотах, шифр которых содержит буку Г, совсем не обязательно. Однако боковой промывочный канал, в котором может быть установлена или вмонтирована такая насадка, в таких долотах непременно должен присутствовать.

По расположению и конструкции продувочных каналов долота выпускают с центральной продувкой (П0) и с боковой продувкой (ПГ).

Опоры шарошек изготовляют: на подшипниках только с телами качения (В), предназначенных для высокооборотного бурения; на одном подшипнике скольжения, остальные подшипники с телами качения (Н), на двух и более подшипниках скольжения (А); с герметизирующим устройством (в виде манжеты, тороидального или другого кольца; перекрывающего кольцевой зазор между шарошкой и лапой долота) и резервуарами для смазки (У), т. е. опора шарошек маслонаполненные.

Пример шифра шарошечного долота III 132С-ГНУ-2: III – трехшарошечное, 132 – диаметр долота в мм, С – индекс типа долота (для пород средней твердости), Г – боковая промывка, Н – на одном подшипнике скольжения, остальные подшипники с телами качения, У – с маслонаполненными опорами шарошек (то есть с герметизирующими устройствами и резервуарами для смазки), 2 – порядковый номер конструкции данной модели долота.

Следует иметь в виду, что ранее маркировка долот была иной. Так, например, шифр долота 13Р-214ОКП означал: 13 – порядковый номер модели, Р – индекс, присвоенный заводу-изготовителю (Бакинскому машиностроительному заводу им. С.М. Кирова – Б; Верхне-Сергинскому долотному заводу – В; Куйбышевскому долотному заводу – К; Сарапульскому машиностроительному заводу им. Ф.Э. Дзержинского – Д; Дрогобычскому долотному заводу – У; экспериментальному заводу ВНИИБТ – Н; Востокмашзаводу – Ш; Поваровскому опытному заводу – Р), 214 – диаметр долота в мм, ОК – индекс типа долота (для очень крепких пород), П – для бурения с продувкой воздухом.

Основные характеристики шарошечных долот малых (условно) диаметрами от 46 до 151 мм (разработанных для нужд геологоразведочного бурения) и их номенклатура приведены в табл. 11.29-12.34.

Основные характеристики шарошечных долот больших (условно) диаметров от 76 до 490 мм приведены в табл. 11.35. В табл. 11.36 представлены модификации лопастных, а в табл. 11.37 – алмазных долот.

Таблица 11.28

Соответствие типа шарошечного долота разбуриваемой горной породе

Индекс типа долота и его назначение	Краткая литологическая характеристика горных пород	Коэффициент крепости пород, f	Исполнение шарошек
М, мягкие породы	Глины плотные, слоистые и неслоистые, известковистые и неизвестковистые, часто песчанистые и слюдистые, иногда с пиритом и конкрециями сидеритов, с прослоями рыхлых глинистых песчаников и алевролитов, глинистых слюдистых мергелей и известняков. Глины с прослоями мелкозернистого песка и вулканического пепла. Известняки-ракушечники.	1÷2	С зубьями, выполненными за одно целое с телом шарошки..
МЗ, мягкие абразивные породы	Чередование аргиллитов известковистых и неизвестковистых, алевролитов, песчаников разнозернистых кварцевых с известково-ангидритовым цементом, глинистых сланцев. Переслаивание плотных глин, алевритов, глинистых или карбонатных песчаников и мергелистых известняков. Известняки органогенные с прослоями разнозернистых песчаников, слюдистых глин и алевролитов.	2÷3	-«-
МС, мягкие породы с пропластками средней твердости	Глины песчанистые, аргиллитоподобные, опоковидные. Аргиллиты с прослоями разнозернистых песчаников, глинистых алевролитов, известняков и конгломератов, сцементированных известково-глинистым цементом.	4÷6	-«-
МСЗ, мягкие абразивные породы с твердыми пропластками	Глины пестроцветные и алевролиты с прослоями известняков. Чередование аргиллитов, известковистых и неизвестковистых, с алевролитами и песчаниками разнозернистыми, известковистыми, кварцевыми, слабослюдистыми. Аргиллиты, алевролиты, песчаники различного состава с прослоями песчанистых доломитов. Конгломераты разногалечные, местами крупновалунные, с прослоями песчаников и глин. Известняки органогенные, глинистые, доломинизированные с прослоями доломитов, мергелей, ангидритов или аргиллитов. Переслаивание песчаников разнозернистых, кварцевых, глинистых, плотных аргиллитов, иногда известковистых, местами переходящих в мергель, и аргиллитов тонкослоистых, кварцевых, глинистых.	4÷6	-«-
С, средней твердости породы	Известняки и доломиты пелитоморфные, мелкокристаллические, местами брекчевидные, слабо доломитизированные; известняки-ракушечники; мел писчий. Глины плотные, тонкослоистые, опоковидные, аргиллитоподобные, алевритистые, известковистые, слюдистые, иногда загипсованные. Аргиллиты слоистые, известковистые. Мергели песчанистые. Песчаники различной плотности, разнозернистые, часто известковистые и глинистые. Алевролиты плотные и рыхлые, слюдистые, известковистые. Конгломераты разногалечные, местами крупноовалунные. Каменная соль крупнокристаллическая, с прослоями глин, ангидритов, доломитов, известняков.	4÷6	-«-
СТ, средней твердости породы с пропластками крепких пород	Известняки и доломиты разнозернистые, иногда брекчевидные, неравномерно глинистые, участками окремнелые. Переслаивание глин алевристистых, алевролитов, песчаников слабоцементированных, аргиллитов известковистых, ангидритов, гипсов, мергелей. Каменная соль крупнокристаллическая, с прослоями глин, мергелей, ангидритов, доломитов.	4÷6	С фрезеро-ванными зубьями.

Продолжение табл. 11.28

СЗ, средней твердости абразивные породы	Известняки органогенно-обломочные, местами перекристаллизованные, иногда доломитиззированные, с прослоями аргиллитов. Переславивание плотных глин, иногда аргиллитоподобных, в различной степени песчанистых, известковистых, загипсованных с песчаниками разнозернистыми, кварцевыми, известковистыми, глинистыми, аргиллитами слюдистыми, иногда окремнелыми, алевролитами кварцевыми, песчанистыми, известковистыми.	4÷6	С вставиыми зубьямн.
Т, твердые породы ТК, твердые породы с пропластками крепких	Известняки мелко- и тонкозернистые, местами перекристаллизованные, часто доломитизированные, в различной степени окремнелые. Доломиты мелко- и тонкозернистые, пелитоморфные, плотные, иногда массивные, загипсованные, ангидритизированные. Пересланвание глин и глинистых сланцев, песчанистых, слюдистых, алевролитов, кварцевых, глинистых, и песчаников разнозернистых, кварцевых, полимиктовых, слюдистых. Встречаются коигомераты и гравелиты.	6÷I0	Т - с фрезерованными зубьями ТК – с фрезерованными и вставными зубьями
ТЗ, твердые абрвзивные породы ТКЗ, твердые абразивные породы с пропластками крепких	Известиякии органогенные, тоикозернистые, пелитоморфные, участками окремнелые, доломитизированные. Доломиты мелкотонкозернистые, участками окремнелые, с включением гипса. Арггиллиты, иногда окремнелые. Алевролиты и песчаники мелкозернистые, кварцевые. Роговики, андезиты, андезитобазальты.	8÷12	Со вставными зубьями.
К, крепкие породы ОК, очень крепкие породы	Известняки и доломиты окремнелые. Алевролиты тонкослоистые. Сланцы углисто-глинистые, филлитизированные. Песчаники кварцевые, кварцитовидные. Аидезиты, аидезито-базальты.	I0÷20	-«-

Таблица 11.29

Области применения шарошечных долот

Группы пород	Категория пород по буримости	Твердость пород, МПа	Тип долота
Мягкие	II	100-150	М
Средние	III IY	250-500 500-100	М, МЗ, МС МСЗ, С, СТ
Твердые	Y YI	1000-1500 1500-2000	СТ, Т, СЗ СЗ, ТК, ТЗ
Крепкие	YII YIII	2000-3000 3000-4000	ТЗ, ТКЗ ТКЗ
Очень крепкие	IX X XI XII	4000-5000 5000-6000 6000-7000 >7000	ТКЗ, К К, ОК ОК -

Таблица 11.30

Основные характеристики долот типа М

Показатели	Тип долот	
	П112М-ГВ	П132М-ГВ
Номнальный диаметр, мм	112	132
Тип и условное обозначение присоединительной резьбы	замковая	3-63,5
Промывочные отверстия:		
количество, шт.	2	2
диаметр, мм	12	14
Диаметр отверстий гидравлических иасадок, мм:		
конической	8	8
цилиндрической	12	14
Высота долота, мм	177	210
Вес долота, кг	4,5	8,2

Таблица 11.31

Основные характеристики долот типа С

Показатели	Тип долот			
	II93С-ЦВ-2	II112С-ЦВ	III32С-ЦВ-2	Ш151С-ЦВ
Номинал. диаметр, мм	93	113	132	151
Тип и условное обозначение присоединительной резьбы	3-50	3-63,5	3-63,5	3-88
Днаметр промывочного отверстия, мм	16	25	28	32
Высота долота, мм	150	170	167	210
Вес долота, кг	2,5	5,26	8,9	12,5

Таблица 11.32

Основные характеристики долот типа Т

Показатели	Шифр долота				
	III76Т-ЦВ	III93Т-ЦВ-3	III112Т-ЦВ	III32Т-ЦВ	III51Т-ЦВ
Номинальный диаметр	76	93	112	132	151
Тип и условное обозначение присоединительной резьбы	8-42	8-50	3-63,5	3-63,5	3-88
Диаметр промывочного отверстия, мм	15	18	18	28	32
Высота долота, мм	128,4	146,5	170	187	326
Вес долота, кг	2,5	4,6	6,4	8,9	12,3

Таблица 11.33

Основные характеристики долот типа К

Показатели	Шифр долота						
	III46К-ЦА	III59К-ЦА	III76К-ЦВ	III93К-ЦА	III21К-ЦВ	III32К-ЦВ	III51К-ЦВ
Номнальный диаметр, мм	46	59	76	93	112	132	151
Тип и условное обозначение прнсоединительной резьбы	38	41,5	3-42	3-50	3-63,5	3-63,5	3-88
Диаметр промывочного отверстия, мм	16	22	18	18	28	25	32
Высота долота, мм	80	110	120	146,5	152	188	226
Вес долота, кг	0,9	1,0	2,9	4,7	7,5	9,7	134,39

Таблица 11.34

Номенклатура серийных шарошечных долот геологоразведочного типа

Номинальный диаметр долота, мм	Тип долота	Шифр долота	Присоединительная резьба
46	К	II46К-ЦА	Ниппельная
59	К	III59К-ЦА	Ниппельная
76	Т	III76Т-ЦВ	3-42
76	К	III76К-ЦВ	3-42
76	ТК	К76ТК-ЦА	3-42
76	ОК	III760К-ЦА	3-42
93	К	II93К-ЦВ	3-50
93	К	III93К-ЦА	3-50
93	С	II93С-ЦВ-2	3-50
95	Т3	III93Т3-ЦА	3-50
112	К	III112К-ЦВ	3-63,5
112	Т	III112Т-ЦВ	3-63,5
112	С	III112С-ЦВ	3-63,5
112	М	II112М-ГВ	3-63,5
132	К	III132К-ЦВ	3-63,5
132	Т	III132Т-ЦВ	3-63,5
132	С	III132С-ЦВ-2	3-63,5
132	М	III132М-ЦВ	3—63,5
151	К	III151К-ЦВ	3-88
151	Т	III151Т-ЦВ	3-88
151	С	III151С-ЦВ	3-88
151	М	III151М-ЦВ	3-88

Таблица 11.35

Основные характеристики и допускаемые осевые нагрузки на шарошечные долота

Диаметр, мм	Тип	Масса, кг	Допускаемая нагрузка, кН
Одношарошечные долота			
139,7	С3-Н	16,4	100
165,1	С3-Н	18,0	150
190,5	С3-Н	38,3	200
215,9	С3-Н	51,0	250
Двухшарошечные долота			
76	К-А	2,4	35
93	С-А	3,3	40
93	К-А	4,1	40
112	М-ГВ	4,9	60
112	С-В	5,5	60
132	М-ГВ	5,9	70
Трехшарошечные долота			
93,0	Т-А	3,8	40
98,4	С-А	4,1	50
98,4	Т-А	4,4	50
98,4	ОК-А	4,8	50
112,0	Т-В	4,6	60

120,6	С-А	6,5	60
120,6	Т-А	6,3	60
132,0	С-В	6,2	70
132,0	Т-В	7,8	70
132,0	К-В	8,6	70
139,7	С-В	11,0	100
139,7	Т-В	10,5	100
146,0	Т-В	10,6	120
146,0	ОК-В	13,5	120
151,0	С-В	9,4	120
151,0	Т-В	9,4	120
151,0	К-В	10,0	120
165,1	С-В	15,6	150
165,1	Т-В	15,6	150
190,5	М-ГВ	27,0	200
190,5	МС-ГВ	28,5	200
190,5	МСЗ-ГВ	27,5	200
190,5	С-В	26,0	200
190,5	С-ГН	32,0	300
190,5	С-ГВ	28,5	200
190,5	С-ГВ	28,5	200
190,5	СЗ-ГВ	28,0	200
190,5	Т-В	26,0	200
190,5	Т3-В	25,0	200
190,5	ТК-В	24,0	200
190,5	ТКЗ-В	27,0	200
215,9	М-ГВ	42,5	250
215,9	МЗ-ГВ	42,55	250
215,9	МС-ГВ	42,5	250
215,(	С-ГВ	42,0	250
215,9	СЗ-ГВ	48,0	250
215,9	СЗ-ГН	43,0	250
215,9	СЗ-ГНУ	45,0	250
215,9	Т-В	36,7	250
215,9	Т-ПВ	38,0	250
215,9	ТК-ПВ	30,0	250
215,9	ТКЗ-В	39,2	250
215,9	ТКЗ-ГВ	45,4	250
215,9	ТКЗ-ГНУ	45,0	250
215,6	К-ПВ	39,2	250
215,9	К-ГНУ	45,0	250
215,9	ОК-ПВ	41,0	250
244,5	Т-В	58,0	320
244,5	Т-ПВ	58,0	320
244,5	ТК-ЦВ	58,0	320
244,5	ТК-ПВ	58,0	320
244,5	К-В	58,0	320
244,5	ОК-ПВ	58,0	320
269,9	С-ГН	68,5	480
269,9	С-ГНУ	65,0	480
269,9	СЗ-ГН	68,5	480

269,9	СЗ-ГНУ	68,5	480
269,9	СТ-В	52,0	350
269,9	СТ-ГН	60,5	480
269,9	Т-В	61,0	350
269,9	ТЗ-В	62,5	350
269,9	ТК-В	66,0	350
269,9	К-В	63,2	350
269,9	ОК-ПВ	64,0	350
295,3	М-В	75,0	400
295,3	М-ГВ	73,0	400
295,3	МС-ГВ	75,0	400
295,3	С-В	75,0	400
295,3	С-ГВ	77,0	400
295,3	СЗ-ГВ	75,0	400
295,3	СЗ-ГВЭ	75,0	400
295,3	Т-В	76,5	400
295,3	ТЗ-В	77,0	400
2955,3	ТК-В	76,0	400
295,3	К-В	78,0	400
320,0	С-ГВ	95,0	450
320,0	ОК-ПВ	90,0	450
349,2	М-В	115	450
349,2	М-ГВ	115	450
349,2	С-В	116	450
349,2	С-ГВ	115	450
349,2	Т-В	116	450
393,7	М-В	145	470
393,7	М-ГВ	150	470
393,7	С-В	145	470
393,7	С0-ГВ	150	470
393,7	Т-В	145	470
444,5	С-В	248	500
490,0	С-В	320	500

Таблица 11.36

Многоцелевые лопастные буровые долота

Шифр и тип долота	Диаметр, мм	Высота, мм	Масса, кг	Резьба	Допустимые	
					нагрузка, кН	момент, Н·м
Пикообразные						
П-98,4	240	240	4,5	3-66	10	220
П-108,0	108,0	240	4,8	3-66	10	220
П-112,0	112,0	240	5,0	3-66	20	380
П-120,6	120,6	270	6,5	3-76	20	460
П-132,0	132,0	290	8,0	3-88	25	540
П-139,7	139,7	310	9,5	3-88	25	540
П-142,9	142,9	310	10,0	3-88	30	720
П-146,0	146,0	310	10,5	3-88	35	800
П-149,2	149,2	315	10,5	3-88	35	900
П-151,0	151,0	315	10,5	3-88	35	900
П-158,7	158,7	330	11,0	3-88	35	1020
П-165,1	165,1	330	11,0	3-88	40	1020
П-171,4	171,4	330	14,5	3-88	50	1020

П-187,3	187,3	350	14,5	3-88	50	1020
П-190,5	190,5	360	20,5	3-117	50	1550
П-196,9	196,9	360	21,0	3-117	50	1550
П-200,0	200,0	360	22,0	3-117	50	1550
П-212,7	212,7	430	28,5	3-117	50	2040
П-215,9	215,9	430	29,0	3-117	60	2040
П-2222,3	222,3	4309	30,5	3-117	60	2040
П-228,6	228,6	430	30,5	3-117	60	2040
П-244,5	244,5	530	41,0	3-152	70	2700
П-250,8	250,8	530	42,0	3-152	70	2700
П-269,9	269,9	540	45,0	3-152	80	3200
П-295,3	295,3	570	50,0	3-152	100	4600
П-311,1	311,1	590	52,0	3-152	100	4600
П-320,0	320,0	590	54,0	3-152	110	5400
П-349,2	349,2	600	59,0	3-152	120	6400
П-374,6	374,6	650	82,0	3-177	130	7400
П-381,0	381,0	650	83,0	3-177	130	9300
П-393,7	393,7	670	88,0	3-177	130	9300
П-444,5	444,5	720	97,0	3-177	170	11900
Двухлопастные						
2Л-76	76,0	170	2,3	3-42	15	185
2Л-93	93,0	170	3,7	3-66	20	200
Л-93	93,0	170	-	3-50	-	-
2Л-98,4	98,4	210	4,0	3-66	20	320
2Л-98, 4МС	98,4	175	1,9	3-50	20	-
Л-98,4	98,4	180	-	3-50	-	-
2Л-108	108,0	210	4,3	3-66	20	220
2Л-112	112,0	210	4,5	3-66	30	380
2Л-112МС	112,0	175	2,2	3-50	30	-
Л-112	112,0	200	-	3-50	-	-
2Л-120,6	120,6	245	5,0	3-76	35	450
2Л-120,6МС	120,6	175	2,8	3-50	35	-
Л-120,6	120,6	220	-	3-50	-	-
2Л-132	132,0	270	7,0	3-88	40	540
6ДР-132МС	132,0	150	4,5	3-50*	25	-
2Л-132	132,0	230	-	3-63,5	-	-
2Л-139,7	139,7	270	7,5	3-88	45	720
Л-139,7	139,7	240	-	3-63,5	-	-
2Л-142,9	142,9	270	7,8	3-88	45	720
2Л-146,0	146,0	270	8,0	3-88	45	720
2Л-149,2	149,2	270	8,5	3-88	45	720
2Л-151,0	151,0	270	8,8	3-88	50	880
Л-151	151,0	210	-	3-63,5	-	-
2Л-158,7	158,7	270	9,0	3-88	55	1020
2Л-165,1	165,1	270	9,5	3-88	55	1020
Трехлопастные						
3Л-120,6	120,6	240	8,0	3-76	50	650
3Л-132,0	132,0	260	9,5	3-88	55	800
3Л-139,7	139,7	260	10,6	3-88	70	820
3Л-142,9	142,9	260	10,8	3-88	70	1090
3Л-146,0	146,0	260	11,0	3-88	75	1210
3Л-149,2	149,2	260	11,2	3-88	80	1340
3Л-151,0	151,0	260	11,5	3-88	80	1340
3Л-158,7	158,7	260	12,0	3-88	80	1340
3Л-165,1	165,1	260	13,0	3-88	85	1520
3Л-171,4	171,4	260	14,0	3-88	85	1520
3Л-187,3	187,3	320	14,5	3-88	130	2320
3Л-190,5	190,5	320	23,0	3-117	130	2320
3Л-196,9	196,9	320	23,5	3-117	130	2320
3Л-200,0	200,0	320	24,0	3-117	130	2320
3Л-212,7	212,7	320	25,5	3-117	130	2320
3Л-215,9	215,9	320	25,5	3-117	150	3070
3Л-222,3	222,3	320	26,90	3-117	150	3070
3Л-228,6	228,6	356	27,0	3-117	150	3070

Продолжение табл. 11.36

3Л-244,5	244,5	356	36,5	3-152	180	4050
3Л-250,8	250,8	356	37,0	3-152	180	4050
3Л-269,9	269,9	356	40,0	3-152	200	4800
3ЛГ-269, 9МС-1	269,9	356	35,0	3-152	170	4600
3Л-295,3	295,3	430	43,0	3-152	240	6900
3Л-311,1	311,1	430	45,5	3-152	240	6900
3Л-320,0	320,0	430	46,5	3-152	240	8150
3Л-349,2	349,2	430	51,0	3-152	270	96090
3ЛГ-349, 2МС-1	349,2	420	63,0	3-152	250	8700
3Л-374,6	374,6	455	70,0	3-177	270	11000
3ЛГ-374, 6МС-1	374,6	440	84,0	3-177	310	11600
3Л-381,0	381,0	455	71,0	3-177	320	14000
3ЛГ-381, ОМС-1	381,0	440	87,0	3-177	320	12300
3Л-393,7	393,7	455	74,0	3-177	320	14000
3ЛГ-393,7 МС-1	393,7	440	87,0	3-177	330	13000
3Л-444,5	444,5	455	83,0	3-177	360	17800
3ЛГ-444,5 МС-1	444,5	440	90,0	3-177	370	15700
3Л-469,9	469,9	455	95,0	3-177	360	17800
Трехлопастные истирающе-режущего действия						
4Э-139,7МС	139,7	260	9,0	3-88	50	-
3ИР-190,5	190,5	320	23,0	3-117	130	2320
3ИР-196,9	196,9	320	23,5	3-117	130	2320
3ИР-200,0	200,0	320	24,0	3-117	130	2320
3ИР-212,7	212,7	320	25,5	3-117	130	2320
3ИР-215,9	215,9	320	26,0	3-117	150	3070
3ИР-222,3	222,3	320	26,0	3-117	150	3070
3ИТР-228,6	228,6	356	27,0	3-117	150	3070
3ИР-244,5	244,5	356	376,5	3-152	180	4050
3ИР-250,8	250,8	356	37,0	3-152	180	4050
3ИР-269,9	269,9	356	40,0	3-152	200	4800
Шестилопастные истирающе-режущего действия						
6ИР-76,0	76,0	142	2,0	3-42	30	1180
6ИР-93,0	93,0	180	2,5	3-66	45	1180
6ИР-98,4	98,4	180	3,0	3-66	45	1180
6ИР-108,0	108,0	200	3,5	3-66	60	1180
6ИР-112,0	112,0	200	4,0	3-66	60	1180
6ИР-120,6	120,6	220	6,0	3-76	60	1180
6ИР-132,0	132,0	250	8,0	3-88	80	1180
6ИР-139,7	139,7	260	8,5	3-88	90	1340
6ИР-142,9	142,9	260	9,0	3-88	100	1550
6ИР-146,0	146,0	260	9,5	3-88	100	1550
6ИР-149,2	149,2	270	10,0	3-88	120	1550
6ИР-151,0	151,0	270	12,5	3-88	120	1550
6ИР-158,7	158,7	275	13,0	3-88	120	1550
6ИР-165,1	165,1	275	14,0	3-88	130	1555
6ИР-171,4	171,4	310	14,5	3-88	130	1550
6ИР-187,3	187,3	310	16,0	3-88	130	1550
6МР-190,5	190,5	300	19,0	3-117	180	3800
6ИРГ-190,5С-1	190,5	300	19,0	3-117	70	-
6ИР-196,9	196,9	300	19,5	3-117	180	3800
6ИР-200,0	200,0	300	20,0	3-117	180	3800
6ИР-212,7	212,7	330	21,0	3-117	180	3800
6ИР-215,9	215,9	330	21,5	3-117	220	4700
6ИРГ-215,9С-1	215,9	300	21,0	3-117	90	-
6ИР-222,3	222,3	330	22,0	3-117	220	4700
6ИР-228,6	228,6	345	23,0	3-117	220	4700
6ИР-244,5	244,5	365	37,0	3-152	280	56650
6ИР-250,8	250,8	365	37,0	3-152	280	5650
6ИР-269,9	269,9	390	40,0	3-152	280	5650
3ИРГ-269,9МС3	269,9	356	40,0	3-152	130	-

Примечания.

1. Если в таблице не указан тип долот, они могут выпускаться типов М, МС, МСЗ, С.
2. Гарантия продолжительности работы долота 2Л – 30 ч., 3Л и П – 40 ч., ЗИР и 6ИР – 70 ч., ЗИРГ и 6ИРГ – 90 ч., 4Э – 75 с.

Таблица 11.37

Основные характеристики и области применения буровых долот малых диаметров, оснащенных сверхтвердыми материалами, многоцелевого спектра применения отечественных конструкций и конструкций ИСМ НАН Украины

Характеристика инструмента			Диаметр, мм	Характеристика алмазов				Масса алмазов, кар	Предприятие-разработчик
				Качество		Зернистость			
тип	основная назначение	основная область применения		объемных	подрезных	объемных	подрезных		
Импрегнированное алмазное долото О8ИЗМ	Для бескернового многозабойного бурения	Мало- и среднеабразивные породы IX-XI категорий по буримости	46	15а2Т1 15а5Т4	15а4Т4	400-120	50-30	17,6-18,7	Тул НИГП
Однослойное алмазное долото 09А3М	То же	Мало- и среднеабразивные породы УП-IX категорий по буримости	59	15а3Т1	15а3Т1	30-20	30-20	16,5-20,2	Тул НИГП
Однослойное алмазное долото 08А3М	Для бескернового и многозабойного бурения	Мало- и среднеабразивные породы УП-IX категорий по буримости	46	15б а3Т1	15а4Т4	30-20	30-20	9,0-13,5	Тул НИГП
Долота алмазные (однослойные, многослойные и импрегтированные)	-«-	YI-IX категории	76						ВИТР
Долото резцового типа, оснащенное СТМ БП22	-«-	Y-IX категории	76 93 112						ИСМ

11.1.8. Узкоспециализированные буровые долота

Для шнекового бурения скважин применяются, в основном, долота двух типов: М – для бурения мягких пород и пород многолетней мерзлоты и МС – для бурения мягких пород и пород многолетней мерзлоты с содержанием твердых включений (табл. 11.38).

Для реактивно- и роторно-турбинного бурения скважин (РТБ) большого диаметра изготавливаются долота из секций (лап долот с шарошками) серийных долот различных типов и диаметров (табл. 11.39).

Основные характеристики узкоспециализированных долот малых диаметров, оснащенных сверхтвердыми материалами, приведены в табл. 11.40.

Таблица 11.38

Основные характеристики лопастных долот для шнекового бурения

Шифр долота	Назначение	Диаметр долота, мм	Диаметр шнека, мм	Число лопастей
3ДРШ-151М	Бурение мягких пород и пород многолетней мерзлоты	151	135	3
2ДРШ-165М	То же	165	150	2
3ДРШ-165М	-«-	165	150	3
1ДРШ-198М	-«-	198	180	2
3ДРШ-151МС	Бурение мягких пород и пород многолетней мерзлоты и содержанием твердых включений	151	135	3
1ДДРШ-198МС	То же	198	180	2

Разработчик – СКБ «Геотехника»

Таблица 11.39

Основные характеристики долот больших диаметров для бурения скважины агрегатами РТБ

Тип доло-та	Шифт долота	Диаметр, мм	Высота, мм	Диаметр шаро-шек, мм	К-во шарошек	Присоеди-нит.резьба	Максим. осевое усилие	Масса долота, кг
С	346С	346	450	185	3	3-171	80	118
С	394С	394	450	185	3	3-189	80	120
Т	346Т	346	380	185	3	3-171	80	118
Т	394Т	394	380	185	3	3-189	80	120
ТЗ	346ТЗ	346	400	185	3	3-171	80	120
ТЗ	394ТЗ	394	400	185	3	3-189	80	110
ОК	346ОК	346	360	229,5	3	3-171	80	105
ОК	394ОК	394	360	229,5	3	3-189	80	110
С	490С	490	450	210	3	3-171	80	180
С	490С	490	430	320	2	3-171	90	260
С	490С	490	510	320	3	3-171	200	316
ТЗ	4900ТЗ	490	320	120	6	3-171	70	170
ТЗ	490ТЗ	490	400	175	3	3-171	90	170
ТЗ	490ТЗ	490	400	175	3	3-171	90	170
ОК	490ОК	490	390	205	3	3-171	90	180
ТЗ	490ТЗ	490	320	150	5	3-171	70	170
ТЗ	490ТЗ	490	400	175	4	3-171	90	195
С	ДРБ620	620	430	320	3	3-171	80	395

Таблица 11.40

Основные характеристики и область применения узкоспециализированных буровых долот малого диаметра,, оснащенных сверхтвердыми материалами отечественных конструкций и конструкции ИСМ НАИ Украины

Характеристика инструмента			Номи-наль-ный диа-метр, мм	Характеристика алмазов				Масса алма-зов, кар	Предприятие-разработчик
				Качество		Зернистость, шт/кар			
тип	целевое назначение	область применения		объем-ных	подрез-ных	объем-ных	подрез-ных		
Однослойное алмазное долото АДН-08М	Для направленного бурения	Монолитные и слаботрещиноватые породы средней абразивности УШ-IX категорий по буримости	76	15а5Т4	15а4Т4	50-20	50-20	22,0	Тул-НИГП
Импретнированное алмазное долото ИДН-08М	То же	Малоабразивные породы IX-X категорий по буримости	76	15а5Т4	15а4Т4	150-90	50-20	23,0	Тул-НИГП
Однослойное алмазное долото АДН-22М	-«-	Монолитные и слаботрещиноватые породы средней абразивности УШ-IX категорий по буримости	59	15а5Т4	15а4Т4	50-20	50-20	10,0	Тул-НИГП
Импретнированное алмазное долото ИДН-12	-«-	Малоабразивные породы IX-X категорий по буримости	59	15а5Т4	15а4Т4	150-90	50-20	18,0	Тул-НИГП
Однослойное алмазное долото ДОНБ	-«-	Породы УШ-X категорий по буримости	59	15а2Т1	15а4Т4	50-20	50-20	15,0-20,0 25,0-30,0	ВИТР
Долото 09АЗ-59М	-«-	IX-X категорий	76						ВИТР
Долото ДСИ	-«-	Монолитные и слабоотрещиноватые породы УШ-XI категорий	59						ИСМ

11.2. Средства отбора керна в процессе углубки скважины

11.2.1. Отбор керна при вращательном бурении на нефть, газ и гидротермальные источники

В зависимости от свойств, состава, условий залегания полезных ископаемых и горных пород, а также вида и разновидности бурения для отбора керна могут использоваться различные технологические средства. Наиболее простыми являются одинарные колонковые трубы и забивные стаканы. При необходимости предохранения керна от размыва, вибрации и других видов разрушения, для его отбора могут использоваться различные снаряды. Процентный выход керна зависит от степени соответствия выбранного снаряда и метода реальному состоянию пород (табл. 11.41-11.42).

Таблица 11.41

Зависимость выхода керна от состояния пород и средств отбора керна

Группа пород	Выход керна, %	Категория пород	Характеристика пород	Рекомендуемые технические средства и методы
I	0-20	I-III	Несвязные, рыхлые, размываемые	Вибробурение, шнековое бурение, пневомпробойники, грейферное бурение, безнасосное бурение.
		III-YIII	Неоднородные, перемежающиеся по твердстн н однородные слабосвязные, сильнотрещиноватые.	КССК, ГРЭС, ДТА-2, безнасосное бурение, гидротранспорт керна (до Y категорин), ДКНТ-ВП (КазИМС), ССК.
		III-YI	Связные и слабосвязанные, однородные и неоднородные по строению сильнотрещиноватые.	«ДонбассНИЛ-1, 2», ГРЭС, ДТА-2, КССК, гидротранспорт керна.
II	20-40	IX--XII	Неоднородные, перемеживающиеся по твердости слабосвязные, среднетрещиноватые.	КССК, ТДН-2, гидротранспорт керна, «ДонбассНИЛ-1,2».
		YII-YIII	Связные, неоднородные н однородные по строению, сильнотрещиноватые.	ГРЭС, ТДН-О, ТДН-2, ССК, ТДН-К, УКН.
		III-YI	Неоднородные, перемежающиеся по твердости, слабосвязные, монолитиые н слаботрещиноватые.	«ДонбассНИЛ-1,2», ТДН-2, КССК.
III	40-60	III-YIII	Неоднородные, перемежающиеся по твердости и строению, связаные, среднетрещиноватые.	ТДН-2, ССК, ГРЭС.
			Однородные, слаботрещиоватые, как исключение – среднетрещиноватые.	ТДН-2, ССК, ТДН-УТ, ГРЭС.
		IX-XII	Однородные, слабосвязные, среднетрещиноватые.	ТДН-О, ТДН-2, ГРЭС ТДН-К

			Однородные, связные, сильнотрещиноватые.	
IY	60-80	YII-XII	Неоднородные, перемежающиеся по твердости и массивные, слабосвязные, монолитные и слаботрещиноватые.	ТДН-2, ТДН-УТ, одинарный колонковый набор (ОКН).
		III-YIII	Однородные и неоднородные по строению, связные, монолитные и слаботрещиноватые.	ТДН-УТ, КССК, ССК, ОКН.
		YII-XII	Неоднородные и однородные по строению, связные, среднетрещиноватые.	ТДН-УТ, ТДН-2, ССК, ОКН.
		III-YI	Однородные, связные, среднетрещиноватые.	КССК, «ДонбассНИЛ-1,2», ОКН.
Y	80-100	IX-XII	Неоднородные и однородные по строению, связные, монолитные и слаботрещиноватые.	ТДН-УТ, ССК, ОКН.
		III-YIII	Однородные, связные, монолитные и слаботрещиноватые.	ТДН-УТ, ССК, КССК, ОКН.

Примечание.
Значения выхода керна приведены для следующих условий: алмазное бурение ОКН коронками диаметром 59 мм при n = 700-1000 мин$^{-1}$, C_{oc} = 700-100 даН, α=30-45 л/мин.

Для отбора керна применяются керноприемные устройства (табл. 11.42 и 11.43), компоновки кернорвателей (табл. 11.44).

Средства для отбора керна и скважинных проб флюидов в процессе углубки скважины

Съемный керногазосборник КГНС предназначен для отбора керна хрупких углей и размываемых пород, а также отбора газа из угольных пластов путем задавливания опережающего алмазную коронку штампа. Он входит в состав комплекса КССК-76. Проходка угольных пластов без подъема бурильной колонны снижает вероятность геологических осложнений и аварий. Штамп связан с подшипниковым узлом пакетом тарельчатых пружин, который обеспечивает автоматическое регулирование величины опережения относительно торца коронки от 5 до 7 мм в зависимости от крепости породы. Максимальная осевая нагрузка на штамп составляет 453 даН.

Основные характеристики керногазонаборников иных конструкций приведены в табл. 11.45.

Таблица 11.42

Роторные керноприемные устройства

Шифр	Диаметр, мм: бурильной головки	Диаметр, мм: керна	Внешний диаметр, мм	Длина, мм	Число секций	Допуст. нагрузка, кН	Масса, кг	Диаметр шара, мм	Тип подвески
СКУ 203/100	295,3;269,9	100	203	24000	3	160	3700	50	П, Ж
СКУ 172/100	212,7	100, 80	175	16400	2	120	1630	50	П
КД 11-М «Недра»	212,7; 190,5	80	164	16192	2	120	1555	50	Ж
УКР 164/80	212,7; 190,5	80	168	7110	1	120	775	25	П
СКУ 138/67	158,7	67	138	23820	3	80	1470	40	П, Ж
СКУ 122/52	132; 139,7	52	122	22480	3	50	1330	32	П, Ж

Таблица 11.43

Характеристики керноприемиых устройств для глубоких скважии

Наименование параметра	Серии керноприемных устройств: "Недра"					"Силур"		"Кембрий"			"Тенгиз"	Съемный керноприемник		Устройство на вал забойного двигателя
	УКР-106/40	УКР-122/52	УКР-138/67	УКР-164/80	УКР-203/100	УКР-114/52	УКР-146/80	УКР-122/67	УКР-127/76	УКР-172/100	УКР-185/100	УКР-СК-172/40	УКР-СК-185/60	УКД-105/67
Диаметр наружный, мм	106	122	138	164	203	114	146	122	127	172	185	172	185	105
Длина, мм	4600	18200	16000	15600	16200	8700	8900	5500	6000	15900	14700	8300	8560	3680
Длина керноприемной трубы, мм	4000	16200	13800	14300	4800	6800	6660	4200	5000	12900	12900	7000	7500	3000
Количество секций	1	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	1	1	1
Присоединительная резьба														
Диаметр керна, мм	40	152	67	80	100	52	80	67	76	100	100	40	60	67
Масса, кг	270	1350	1400	1500	2300	380	620	317	520	1405	1580	955	1400	105

Таблица 11.44

Технические характеристики компоновок керноприемников для глубоких скважин

Тип компоновки	Диаметр керна, мм	Тип рычажного керноприемника	Наружный диаметр компоновки, мм	Длина компоновки, мм
КЦРА4-100	100	-	140	465
КЦР4-80	80	Р18Л-80	110	421
КЦР3-80	80	РР3-80	113	437
27Р-80	80	-	110	4008
КЦР4-67	67	-	97	362
КЦР4-60	60	Р19-60	83	225
КЦР4-52	52	-	80	352
Р16М-48	48	-	73	165
Р11М2-73	48	Р11М-48	73	240
КЦР4-40	40	Р19-40	60	165
К2Р16М-35	33	Р11М-35	53	135
Р11М2-38	25	-	38	110
2ВКР-25	25	-	40	75

Техническая характеристика керногазосборника КГНС

Диаметр, мм: наружный	51
керна	33
Длина керноприемной части, мм	1000
Объем газосборника, м^3	1,1·10^{-3}
Общая длина, мм	6855
Масса, кг	38

Таблица 11.45

Основные характеристики керногазонаборников

Наименование параметров	Типы керногазонаборников: ГКМ-84	ГКМ-92	КГН-3-58	КГ-55\20-К-62	КА-61
Длина снаряда, мм	1800	1900	2200	36000	2500
Наружный диаметр, мм	83	89	89	89	73
Диаметр коронки, мм	85	92	92	92	75
Длина керноприем., мм	550	550	450	1200	900
Длина керна, мм	31	35	60	60	40
Полезная емкость колокола, см^3	-	-	4000	7000	-ё
Масса, кг	55	65	40	65	45

11.2.2. Отбор керна при вращательном бурении скважин на твердые полезные ископаемые

При бурении одинарными колонковыми наборами (ОКН) применяют кернорватсльные устройства, предназначенные для срыва керна и удержании его при подъеме инструмента (табл. 11.46 и 11.47). При бурении с обычными алмазными коронками применяют кернорватели типа К, а при бурении с тонкостенными алмазными коронками типов КАТ, КИТ, АКС, ИСК (ширина торца матрицы 7 мм) применяют специальные кернорватели КУ-59 (с алмазным расширителем РСА-2) и КУ-59Ц (корпус кернорвателя армирован твердым сплавом).

Основные характеристики кернорвателей для двойных колонковых труб и наборов ССК приведены в табл. 11.48

Таблица 11.46

Основные характернстики кернорвателей для одинарных колонковых труб и алмазных коронок

Тип кернорвателя	К-46	К-59	К-76	КУ-59 КУ-59Ц
Днаметр алмазной коронки, мм: наружный внутреннй	46,0	59,0 31,0	76,0 42,0	59,0 58,0
Диаметр срываемого керна, мм: максимальный мннимальный	31,8,0 30,8	42,8 41,4	58,9 57,6	46,0 44,4
Корпус кернорвателя: длина, мм конусность внутренней расточки для кольца	158 1:10	158 1:10	168 1:10	105(КУ-59) 145(КУ-59Ц) 1:10
Диаметр присоединительной резьбы (наружная н внутренняя) для КУ-59 – внутренняя с обонх концов	-	-	-	52,0
Кернорватсльное кольцо: наружный диаметр по толстому торцу, мм внутренний диаметр, мм высота, мм	36,4 30,4 25,0	48,0 41,0 25,0	64,5 57,2 30,0	50,0ё 44,0 25,0
Масса общая, кг	0,71	1,12	1,64	0,47(КУ-59) 0,63(КУ-59Ц)
Разработчик - ВИТР				

Таблица 11.47

Основные характернстнки кернорвателей для стандартных твердосплавных коронок

Тип кернорвателя	БИ209-281	БИ209-255	БИ209-256	БИ209-257
Наружный диаметр коронки, мм	59	76	93	112
Диаметр срываемого керна, мм: максимальный минимальный	44,5 39	59,5 52,6	75,5 67	94,5 86

Корпус кернорвателя: длиа, мм наружный днаметр, мм	150 57	210 75,9	225 92,9	225 111,9
Присоединительная резьба (наружная и внутренняя)	52,0	68,0	84,0	103,0
Кернорватсльное кольцо: наружный диаметр по толстому торцу, мм высота, мм	- 35	57 40	72 45	91 50
Масса комплекта, кг	0,9	1,34	2,37	3,28
Разработчик – СКБ «Геотехника»				

Таблица 11.48

Основные характеристики керноловителей для двойных колонковых труб н наборов ССК

Тип набора	Диаметр алмазной коронки, мм	Наружный диаметр по толстому торцу, мм	Внутреннийй диаметр, мм	Высота, мм
ССК-46, ТДН-46ССК	46/24	27,0	23,2	20
ССК-59, ТДН-59ССК	59/35,4	39,2	34,6	25
ССК-76, ТДН-76ССК	76/48	52,0	47,4	25
ТДН-46-УТ	46/31	33,9	30,4	20
ТДН-59-УТ	59/42	46,4	41,4	25
ТДН-76-УТ	76/58	62,1	57,4	25
ТДН-46-2	46/28	31	27,4	20
ТДН-59—2/0	59/38	42	37,4	25
ТДН-76-2	76/52	56,1	51,4	25
ТДН-76-0	76/46	51	45,4	25
ТДН-93-2/0	93/66	76	65	35

Для бурения в слаботрещиноватых породах YIII-IX категорий по буримости для увеличения углубки за рейс и выхода керна применяются двойные колонковые трубы ТДН-УТ (табл. 11.49). Для бурения в трещиноватых, раздобленных породах YII-XI категорий по буримости применяются двойные колонковые работы ТДН-2 и ТДН-2/0 (таблица 11.50), ТДН-ССК (табл. 11.51), колонковые наборы ССК и КССК (табл. 11.52), в том числе колонковый набор ССГ и съемный кернонриемник «Конус».

Таблица 11.49

Технические характернстики двойных колонковых наборов ТДН-УТ

Наименование показателей	Условный диаметр набора, мм		
	46	59	76
Алмазные коронки типа 18АЗ и 19ИЗ\КУт и КУТИ: наружный диаметр, мм	46	59	76

внутренний диаметр, мм	31	42	58
ширина торца коронки, мм	7,5	8,5	9
Наружная труба:			
наружный диаметр, мм	44	57	73
толщина стенки, мм	3,5	3,5	3,5
длина, мм	4315	4215	4205
Внутренняя труба:			
наружный диаметр, мм	35	48	63
толщина стенки, мм	1,2	2,0	1,5
длина керноприемной части	4140	4100	4060
Зазоры между, мм:			
наружной трубой и скважиной	1,1	1,1	1,6
внутренней и наружной трубами	1,0	1,0	1,5
керном и внутренней трубой	0,8	1,0	1,0
Масса трубы, кг	21,5	31,2	46,0
Разработчик - ВИТР			

Таблица 11.50

Технические характеристики двойных колонковых наборов ТДН—2 и ТДН-2/0

Показатели	ТДН-46-2	ТДН-59-2/0	ТДН-76-2	ТДН-93-2/0
Тип алмазных коронок	10А3-46 11И3-46	10А3-59 11И3-59	10А3-76 11И3-76	КДТО-93
Диаметр алмазной коронки, мм:				
наружный	46	59	76	93
внутренний	28	38	52	66
Алмазный расширитель, тип		РДТО-59	РДТО-76	РДТО-93
Наружная труба, мм:				
наружный диаметр	44	57	73	89
толщина стенки	3,5	3,5	3,5	4,0
Внутренняя труба, мм:				
наружный диаметр	34	45	60	75
толщина стенки	2,0	2,0	2,5	3,0
Зазоры, мм:				
между стенкой скважины и трубой	1,2	1,2	1,7	2,2
между внутренней и наружной трубами	1,5	2,5	3,0	3,0
между керном и трубой	1,0	1,5	1,5	1,5
Общая длина/без коронки, мм	3310	4500	4500	4500
Длина керноприемной части, мм	3000	3695	3960	3627
Масса, кг	17,6	50	60	75
Тип присоединительной резьбы и колонна бурильных труб	Трубы бурильной Ø42	3-42	3-50	3-50
Разработчик - ВИТР				

Таблица 11.51

Технические характеристики двойных колонковых наборов ТДН-ССК

Показатели	ТДН-46-ССК	ТДН-59-ССК	ТДН-76-ССК
Тип алмазных коронок	К-90 К-90-1 К-90-2	К-01 К-01-1 К-01-2 К-08	КАСК-40 КАСК-К КАСК-3 КАСК-Р
Диаметр алмазной коронки, мм:			
наружный	46	59	76
внутренний	24	35,4	48
Диаметр алмазного расширителя, мм	46,4	59,4	76,4
Наружная труба, мм:			
наружный диаметр	44	57	73
толщина стенки	5,0	6,0	6,5
Внутренняя труба, мм:			
наружный диаметр	30	42	56
толщина стенки	2,2	2,5	2,8
Зазоры, мм:			
между стенкой скважины и трубой	0,7	1,2	1,7
между трубами	2,5	1,5	2,0
между керном и трубой	0,8	0,8	1,2
Длина набора, мм	37760	3840	3920
Длина керноприемной части, мм	3080 6630* 10102*	3195 6740* 10230*	3235 6895* 10565*
Масса, кг	23	38	60
Тип присоединительной резьбы	Трубы бурильной Ø42 мм	3-42	3-50
Разработчик - ВИТР			

Таблица 11.52

Технические характеристики колонковых наборов ССК и КССК

Тип набора	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
Наружная колонковая труба:				
наружный диаметр, мм	44	57	73	73
толщина стенки, мм	4,5	6	6,5	6,5
Керноприемная труба:				
наружный диаметр, мм	30	42	56	48
толщина стенки, мм	2,2	2,5	2,8	3
Зазоры, мм:				
между керноприемной и колонковой трубами	2,5	1,5	2,90	6
между керном и керноприемной трубой	0,8	0,8	1,2	1
между колонковой трубой и скважиной	1,2	1,7	1,7	1,7

Продолжение табл. 11.52

Длина, м:				
набора*	3,91	2,34; 3,84;	2,7; 4,2	6845
керноприемной части	3,2	5,34	1,7; 3,2	4500
		1,7; 3,2; 4,7		
Масса, кг:				
набора	25,5	25,5	45; 66	
съемного керноприемника	8,3	9; 12; 17,1	17,1; 22,6	28,5

*Предусмотрена возможность сращивания двух наборов ССК.

Колонковый набор ССГ-76 является дальнейшим совершенствованием съемного керноприемника общего назначения.

В верхнюю часть съемного керноприемника ССГ-76 встроен высокочастотный гидроударник, от которого ударные импульсы передаются через наружную колонковую трубу алмазной коронке. При самозаклинивании керна удары воспринимаются и керноприемной трубой. Благодаря этому интенсифицируется процесс разрушения породы, увеличивается проходка на керноприемник.

Техническая характеристика колонкового набора ССГ-76

Глубина бурения, м	1000
Расход промывочной жидкости, л/мин	70-90
Перепад давления, МПа	1,2-1,5
Энергия удара, Дж	8-12
Частота ударов, Гц	33-45
Ресурс работы, ч	600
Масса, кг	44

Съемный керноприемник «Конус» используется для отбора керна в хрупких углях и в неустойчивых размываемых породах методом штампования. Он входит в состав комплексов КСС-76 и КССК-76М. Регулирование величины опережения штампа относительно торца алмазной коронки (от 8 до –2 мм) осуществляется автоматически тарельчатыми пружинами в зависимости от сопротивления породы.

Техническая характеристика съемного керноприемника

Диаметр, мм:	
наружный	51
керна	33
Тип наконечника	Кольцевой штамп
Длина, мм	
керноприемной части	1595
общая	6860
Масса, кг	43

Характеристики основных типов эжекторных колонковых наборов представлены в табл. 11.53.

Для создания обратной призабойной циркуляции жидкости могут применяться эрлифтные снаряды, подающие сжатый воздух с целью снижения плотности очистного агента. Менее плотная (в сравнении с ненасыщенной воздухом) газожидкостная смесь вытесняется на верх, создавая, тем самым восходящее течение в колонковой трубе. Характеристики эрлифтных снарядов приведены в табл. 11.54.

Таблица 11.53

Технические характеристики эжекторных колонковых наборов

Наименование показателей	Одинарные наборы				Двойные наборы	
	ОЭС-57	ОЭС-73	ГРЭС-59	УКН-59 76,93,112	ДЭС-73	ДЭС-89
Тип алмазной коронки	ОЭИ, 16И4		серий-ные	серий-ные	ДЭИ-76	ДЭИ-93
Диаметр алмазной коронки, мм:						
наружный	59	76	59	59	76	93
внутренний	39	56	42	42	47	59
Диаметр колонковой трубы, мм	57	73	56x5,5	57	73	89
Длина колонк. трубы, м	1,5	1,8	4,0	4,5	3,5	3,5
Общая длина снаряда, мм	2780	3095	7500	7000	3500	4290
Диаметр отверстия эжекторной насадки, мм	7	7	8	8	7	7
Масса снаряда, кг	17,5	30,5	65,0	80,0	44,0	80,0
Разработчнк	ЦНИГРИ		СКБ «Геотехника»		ЦУНИГРИ	

Таблица 11.54

Технические характеристнки эрлифтных буровых снарядов

Показатели	Значенне параметров эрлифтных установок						
	СЭ-63,5	НЭ-50П	НЭ-60,3П	НЭ-63,5П-1	НЭ-63,5ПП	«Кривбасгеология»	СГИ
Диаметр водоподъемных труб, мм	63,5 / 51,5	50 / 39	60,3 / 50	63,5 / 51,5	63,5 / 51,5	63,5 / 51,5	63,5 / 51,5
Диаметр воздухоподводящих труб	22/16	16/12	16/12	20/15	20/15	21,5/16	21,5/16
Наружный диаметр замковых соединенний, мм	86	65	83	83	83	83	83
Длина колонны эрлифта, м	60-70	70	70	70	70	60-70	60-70

Продолжение табл. 11.54

Площадь проходного кольцевого сечения водоподъемных труб, $см^2$	17,0	10,35	17,6	18,8	17,6	17,2	17,2
Площадь проходного сечения замков, $см^2$	9,4	5,05	4,15	11,8	10,5	7,5	6,5
Производительность эрлифта, л/мин	100-55	50-40	70-45	120-60	110-60	80-50	70-50
Глубина бурения (ниже статического уровня), м	100-660	150-500	100-600	100-650	100-575	100-550	100-475
Расход воздуха, $м^3$/мин	0,8-1,2	0,5-0,7	0,6-0,8	0,8-1,5	0,75-1,25	0,75-1,2	0,7-1,0

Вращательное пневмоударное бурение скважин

Колонковые снаряды для пневмоударного бурения скважин делятся на одинарные типа ТП и двойные типа ТДП. Одинарные снаряды включают колонковую трубу и коронку типа КП: колонковая труба – толстостенная (толщина стенки 6-7 мм) – снабжена на концах слабоконической резьбой. Для срыва и удержания керна используются кернорвательные скобы, вмонтированные в коронку.

Технические характеристики одинарных и двойных колонковых снарядов для разведочного бурения на твердые полезные ископаемые комплектами РП приведены в табл.11.55 и 11.56.

Для пневмоударного бурения россыпных месторождений комплексами КПР также применяют одинарные и двойные колонковые снаряды.

Таблица 11.55

Основные характеристики одинарных колонковых снарядов для пневмоударного бурения

Одинарная колонковая труба	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг
	наружный	внутренний		
ТП-140-100			1500	29,7
ТП-140-2000	140	128	2000	39,6
ТП-140-300			2500	49,5
ТП-121-100			1500	29,5
ТП-121-200	121	107	2000	39,4
ТП-121-300			2500	49,1
ТП-102-100			1500	19,9
ТП-102-200	102	91	2000	26,0
ТП-102-300			2500	32,5
ТП-89-100			1500	17,0
ТП-89-300			2500	27,2

Таблица 11.56

Основные характеристики двойных колонковых снарядов для пневмоударного бурения

Двойная колонковая труба	Наружная труба				Внутренняя труба				Масса снаряда, кг
	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг	
	наружный	внутренний			наружный	внутренний			
ТДП-140-100			1100	21,8			1075	10,2	49,6
ТДП-140-200	140	128	1600	31,7	121	114	1575	15,3	64,6
ТДП-140-300			2100	41,6			2075	20,3	79,5
ТДП-121-100			1100	2,7			1075	8,9	38,7
ТДП-121-200	121	107	1600	31,5	100	93	1575	12,6	52,5
ТДП-121-300			2100	41,3			2075	17,0	66,4
ТДП-102-100			1100	14,4			1085	7,2	26,4
ТДП-102-200	102	91	1600	21,3	85	78	1585	10,7	36,8
ТДП-102-300			2100	27,4			2085	14,2	46,3
ТДП-89-100			1100	12,4			1085	4,4	20,9
ТДП-89-200	89	78	1600	18,1	70	65	1585	6,4	28,6
ТДП-89-300			2100	23,7			2085	8,4	36,2

Шнековое бурение

При шнековом бурении для отбора керновых проб могут применяться как стандартные так и магазинные шнеки, колонна полых шнеков со съемным грунтоносом, так называемые обуривающие грунтоносы и шнекоколонковые (для отбора керна) снаряды (табл. 11.57-11.62).

Таблица 11.57

Основные характеристики магазинных (колонковых) шнеков

Тип магазиниого шнека	МШ-18А	МШ-21
Глубина бурения, м		
Диаметр, мм:		
бурения	198	250
шнека	180	240
трубы шнека	102	146
Длина шнека, м	1,5	1,5
Масса шнека, кг	30	42
Диаметр, мм:		
грунтоноса	70	108
керна	55	95
Длина керноприемника	1,5	1,5
Разработчик – СКТБ «геотехника»		

Таблица 11.58

Основные характеристики шнеков

Диа-метр шнека, мм	Диа-метр шнека, мм	Шаг спирали, мм	Ширина спирали, мм	Тип замкового соединения	Длина шнека, мм	Масса шнека, кг	Возможный тип буровой установки	Рекомендуемые области применения
65	25	50	20x2	Резьбовое, ленточная резьба	1240	4,3	М-1 и КММ-10	Бурение картировочных скважин в песчано-глинистых породах II-IY категорий по буримости
70	25	55	23,5x2	Резьбовое, ленточная резьба: d=18 мм, шаг 6 мм	1000	4,0	УКБ-12/25	То же
92	42	60	25X3	Быстросъемное соединение	1240	7,4	М-1 и КМ-10	-«-
100	42	60	29x3	То же	1000	6,2	УКБ-12/25	-«-
107	57x3,5	65	25x4	Штыревое прямоугольного сечения с соединительным пальцем	1950	19,5	ПБС-110/25М	Бурение взрывных скважин в карьерах
120	63,5x6	80	28x4	Шестигранный замок с соединительным пальцем	1300	15,0	БС-3А УРБ-1В	Бурение взрывных скважин в сейсморазведке
135	73x6	100	30x5	То же	1500	26,65	УГБ-50М	Бурение гидрогеологических и инженерно-геологических скважин, а также поисковых скважин на строительные материалы
140	89x4	855	25x5	Квадратный с цилиндрической направляющей и соединительным пальцем	3000	47	УШБ-15 УШБТ-М	Бурение сейсморазведочных скважин в породах I-IY категорий по буримости
146	60x5	100	43x5	Цилиндрическая резьба, шаг 32 мм	3000	42	УШБ-12 УШБ-13	То же
148	73x6	120	37x5	Шлицевое соединение с соединительным пальцем	3000	52	УШБ-15 УШББ-16	-«-
150	73x6	100	38x5	Шлицерезьбовое соединение	1800	30	СВБ-3	Бурение взрывных скважин в карьерах по породам I-Y категорий по буримости
155	76x6	100	39x5	Штыревое прямоугольного сечения с соединительным пальцем	1800	31,6	ПВБ-150 СВБ-2	То же
160	89x6	110	35x5	Шестигранный замок с соединительным пальцем	2500	62	УШ-2Т	УШ-2ТБурение сейсморазведочных скважин
180	60x5	120	60x5	Торцевые кулачки с соединительным пальцем	3000	50	УШБ-11 УШБ-12	То же
180	76x6	125	53,5	Шестигранный замок с соединительным пальцем	1500	31,65	УГБ-50М	Бурение гидрогеологических и инженерно-геологических скважин, а также поисковых скважин на строительные материалы
200	63,5x6	100	68x5	То же	1300	27,8	БС-3А	То же
230	89x6	166	70x7	-«-	1500	42	УГБ-50М	-«-
260	127x5	180	66,5	-«-	2180	67	УГБХ-150	-«-
370	168x7	200	101x6	-«-	2180	115,0	УГБХ-150	Бурение скважин большого диаметра для различных целей в песчано-глинистых и гравийно-галечниковых отложениях
400	114x8	200	145x7	Трехгранное соединение с соединительным пальцем	1000	50	УШБМ-16	То же
475	168x7	200	153x6	То же	2185	155	УГБХ-150	-«-

Таблица 11.59

Основные характеристики полых шнеков

Типоразмер (диаметр) шнека, мм	Диаметр и толщина стенки шнека, мм	Шаг спирали, мм	Ширина и толщина спирали, мм	Наименьший диаметр полости шнека, мм	Тип замкового соединения	Наружный диаметр замкового соединения, мм	Длина шнека, мм	Масса шнека, кг	Возможый тип буро-вой установки	Назначение скважин
120	89x4	75	16x4	73	Шлицевое со скрепкой, d=1,5 мм	89	3000	35	УШБТ-М УШБ-14 УШБ-16	Сейсморазведоч-ные и гидрогео-логические
130	89x4	80	20x4	75	То же, =2,5 мм	95	3500	43	УШБМ-16 УРБ-2ШМ	Сейсмотразведо-чные
140	89x4	85	25x4	75	Резьбовое	100	3000	40	УШБТ-М	То же
150	108x4,25	100	20x4	82	То же	108	3000	50	УЩБМ-16	-«-
177	127x4,5	105	25x5	118	Шлицевое со скрепкой, d=3 мм	136	2500	46	УШБТ-М УШБМ-16	Сейсморазведоч-ные и гидрогеологи-ческие
195	127x4,5	100	35x5	118	Кулачковое со скрепкой	135	3000	69	КБУ-15	То же
200	108x4,25	120	45x5	90	Резьбовое с передачей крутящего момента упорной спиралью	-	2500	60	ЛБУ-50 УГБ-50М	Гидрогеологи-ческие
227	127x6,5	150	50x5	114	Шлицевое с сегментиыми запорами	-	1700	50	ШАК-2	Инженерно-геологические
235	164x5 (168x7)	150	35x5	154	Г-образные шлицы	177	2500	75	УШБМ-16 УГБ-50М	Гидрогеологи-ческие
240	168x7	150	36x5	138	Резьбовое со шпонкой для передачи крутящего момента	168	2500	100	ЛБУ-50	То же

Таблица 11.60

Основные характеристики полых шнеков конструкции СКБ «Геотехника»

Группа шнеков	I			II		
Диаметр шнека, мм	95	150	173	230	300	420
Внутренний диаметр, мм соединения трубы	42	90	107	132	190	285
	42	90	107	154	203	305
Длина шнека, мм	1000; 1500			1500; 2000		

Таблица 11.61

Основные характеристики короткошнековых буров

Параметры	Диаметр бура, м				
	0,36	0,5	0,63	0,8	1
Длина бура, мм	380; 750	395; 750	420; 750	430; 750	440; 750
Тип забурника	РБТ-35 (РБМ-140)				
Тип резца	РБТ-35 (РБМ-35)				
Количество резцов на буре	4	6	8	10	12
Масса бура, кг	38; 70	50; 65	60; 110	84; 145	110; 190

Таблица 11.62

Основные характернстнки шнековых буров большого диаметра

Диаметр, мм	Днаметр и толщина стенки, мм	Шаг спирали, мм	Ширина и толщина спирали, мм	Длина бура, мм	Высота спирали, мм	Тип бура	Возможный тип буровой установки
400	324х9	175/350	40х40	1500	1000	Двухзаходный	УШБМ-16
500	426х10	200/400	40х10	1500	1000	-«-	УШБМ-16
500	114х8	200/400	195х10	3000	2700	-«-	УШБМ-16
520	114х8	200	203х10	3000	2000	Однозаходный, извлекаемый на тросе	УШБ-14 УШБ-16
600	114х8	245х10	245х10	3000	2700	Двухзаходный	УШБМ-16
600	324х9	200	138х5	9400	6200	Однозаходный	СО-2
800	168х7	200/400	316х8	1000	900	Двухзаходный	УРБ-3АМ
900	114х8	200/400	393х6	1000	400	-«-	УРБ-3АМ УШБТ-М
1000	114х8	200/400	453х6	800	400	-«-	УРБ-25А УРБ-3АМ
1050	159х8	250/500	445х6	1000	8000	Двухзаходный скользящий	ЛБУ-50 КБУ-15
1100	168х7	250/500	466х6	1000	900	Двухзаходный извлекаемый	УШБМ-16
1100	114х8	250/500	493х6	1000	900	Двухзаходный	УШБМ-16
1200	273х9	500	464х7	1300	1000	Однозаходный	СО-1200/2000

11.3. Ведущие трубы

Основные характеристики ведущих буровых труб приведены в табл. 11.63. Механические свойства стали ведущих труб следующие:

Временное сопротивление, МПа 100
Относительное удлинение, % %
Твердость, НВ 285-341

Таблица 11.63

Основные характеристики ведущих бурильных труб

Условное обозначение	Общая длина, мм	Рабочая часть		Верхнее муфтовое соединение				Нижнее ниппельное соединение	
		расстояние между гранями, мм	внутренний диаметр, мм	обозначение левой резьбы		наружный диаметр, мм		обозначение резьбы	наружный диаметр, мм
				стандарт.	факультатив.	стандарт.	факультатив.		
Трубы шестигранного поперечного сечения									
ВБТ-89Ш	12190	89	44	3-152	3-117	197	146	3-86	108
ВБТ-10ВШ	12190	108	57	3-152	3-117	197	146	3-102	121
ВБТ-133Ш	16460	133	80	3-152	-	197	-	3-133	155
ВБТ-152Ш	16460	152	80	3-152	-	197	-	3-147	178
Трубы квадратного поперечного сечения									
ВБТ-63к	12190	63	32	3-152	3-117	197	146	3-73	86
ВЬТ-76К	12190	76	44	3-152	3-117	197	146	3-86	108
ВБТ-89К	12190	89	57	3-152	3-117	197	146	3-102	121
ВБТ-108К	16460	108	71	3-152	-	197	-	3-122	152
ВБТ-108К	16460	108	71	3-152	–	197	-	3-133	155
ВБТ-133К	16460	133	80	3-152	-	197	-	3-147	178
ВБТ-140КК	16460	140	80	3-152	-	197	-	3-147	178
ВБТ-152КК	16460	152	80	3-152	-	197	-	3-171	203

11.4. Утяжеленные бурильные трубы (УБТ)

Гладкие горячекатанные УБТ следует применять с забойными двигателями, УБТС – в осложненных условиях, УБТ квадратного сечения – в условиях искривления скважины.

Длину утяжеленных бурильных, обеспечивающую необходимую осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент и диаметр УБТ, можно рассчитать по следующим зависимостям:

$$H_{УБТ} = \frac{a \cdot C_{ОС}}{q_{УБТ}\left(1 - \frac{\rho^1_{ж}}{\rho^1}\right)\cos\theta_{ср}} \qquad (11.1)$$

$D_{УБТ} = (0{,}8\text{-}0{,}85)D_Д$ при $D \le 295{,}3$ мм;
$D_{УБТ} = (0{,}7\text{-}0{,}8)D_Д$ при $D_Д > 295{,}3$ мм

где $H_{УБТ}$ - необходимая длина утяжеленных бурильных труб, м;
$C_{ОС}$ - требуемая осевая нагрузка, кН;
$q_{УБТ}$ - вес 1 м трубы, кН/м;
a - коэффициент запаса длины, $a = 1{,}25\text{-}1{,}6$;
$\rho^1_{ж}$ - относительная плотность промывочной жидкости;
ρ^1 - относительная плотность материала труб, $\rho^1 = 7{,}85$;
$Q_{СР}$ - среднее значение зенитного угла скважины на интервале работы утяжеленных бурильных труб;
$D_Д$ - диаметр долота;
$D_{УБТ}$ – наружный диаметр УБТ

Пример. Определим необходимую длину и диаметр УБТ для создания осевого усилия $C_{ОС} = 100$ кН при промывке водой $\left(\rho^1_{ж} = 1\right)$. Средний зенитный угол скважины $\theta_{СР} = 5^0$, диаметр долота $B_Д = 165{,}1$ мм.

Т.к. $D_Д < 295{,}3$, то $D_{УБТ} = (0{,}8\text{-}0{,}85)D_Д = 132{,}08\text{-}140{,}3$ мм. Выбираем УБТС2-133 (основные характеристики УБТ приведены в табл. 11.64-11.66).

Таблица 11.64

Технические данные утяжеленных бурильных труб типов УБТ (73, 89) и ТБУ (57, 108)

Параметры	Значение параметров утяжеленных труб			
	ТБУ-57	УБТР-73	УБТ-РПУ-89	ТБУ-108
Конструкция УБТ	Трубы с приваренными замковыми соединениями с прорезями (или расточками) под ключи-вилки и элеваторы. Наружная поверхность соединений обработана (упрочнение) ТВЧ			
Наружный диаметр УБТ, мм	57	73	89	108
Толщина стенки УБТ, мм	12	19	22	26
Внутренний диаметр соединения, мм	22	22	28	28
Диаметр скважины, в которой применяется УБТ, мм	59(76)	76(93)	112(132)	132(151)
Характеристика резьбы труб и отвертной резьбы соединения	Безупорная, коническая (1616), остроугольная, шаг 2,54 мм, рабочая высота профиля 1,34 мм , угол при вершине профиля 60^0		Привареные замковые соединения	
Замковая (рабочая) резьба УБТ	3-54	3-57	3-67	3-86
Материал УБТ	Сталь марки 36Г2С (предел текучести 490 МПа)			
Длина УБТ, мм	4700	4700	4700	4700
Расчетный вес 1 м УБТ (с учетом соединиений), кН/м	0,137	0,216	0,309	0,530

Таблица 11.65

Технические данные кованных утяжеленных бурильных труб

Диаметр, мм		Вес 1 м, кН/м	Присоединит. резьба	Диаметр, мм		Вес 1 м , кН/м	Присоед. резьба
наруж.	внутрен.			наруж.	внутрен.		
79,4	31,7	0,321	-23	177,8	71,4	1,606	3-133*
88,9	38,1	0,394	3-73*	184,2	71,4	1,736	3-133*
104,8	50,3	0,511	3-86*	196,8	71,4 90,4	2,029 1,856	-56 3-152
120,6	50,8 63,5	0,730 0,623	-35 -35	203,2	71,4 90,4	1,190 2,0001	-56 -61
127,0	57,2	0,774	3-102*	209,6	71,4	2,334	3-152
146,0	68,3 76,2	1,01 0,940	-44 3-122*	228,6	71,4 90,4	2,846 2,680	-61 3-177
152,4	57,2 71,4	1,212 1,095	-44 -44	241,3	76,2 100,0	3,153 2,907	3-177 3-177
158,8	57,2 71,4	1,329 1,212	-44 3-122*	247,6	76,2 100,0	3,342 3,083	-70 3-177
165,1	57,2 71,4	1,445 1,328	3-122* 3-122*	254,0	76,2	3,546 3,305	-70 -70
171,4	57,2 76,2	1,576 1,433	3-122* 3-133*	279,4	76,2 100,0	4,363 4,101	-77 -77
177,8	57,2	1,708	3-133*				

Примечания.
Длина труб 9150 мм.
Выпускаются трубы с проточкой под элеватор или под клинья.
Звездочкой обозначена резьба укороченного профиля.

Таблица 11.66

Технические данные утяжеленных бурильных труб с проточкой под элеватор

Шифр	Внешний диаметр, мм	Внутр. диаметр, мм	Длина, мм	Вес 1 м, кН\кг	Присоед. резьба	Группа прочности, марка стали
УБТ-146	146	74	80000	0,957	3-121	Д, К
УБТ-178	178	90	12000	1,426	3-147	
УБТ-203	203	100	12000	1,893	3-171	
УБТ-219	219	112	8000	2,208	3-171	
УБТ-245	245	135	7000	2,623	3-171	
УБТС1-120	120	64	6500	0,623	3-101	40ХН2МА
УБТС1-133	133	64	6500	0,824	3-108*	или 38ХН3мфа
УБТС1-146	146	68	6500	1,010	3-121	
УБТС1-178	178	80	6500	1,530	3-147	
УБТС1-203	203	80	6500	2,105	3-161	
УБТС1-229	229	90	6500	2,682	3-171	
УБТС1-254	254	100	6500	3,297	3-201	
УБТС1-273	273	100	6500	3,903	3-201	
УБТС1-299	299	100	6500	4,802	3-201	
УБТС2-120	120	64	6000	0,623	3-101	40ХН2МА
УБТС2-133	133	64	6000	0,824	3-108*	или 38ХН3МФА
УБТС2-146	146	68	6000	1,010	3-121	
УБТС2-178	178	80	6000	1,530	3-147	
УБТС2-203	203	80	6000	2,105	3-161	
УБТС2-229	229	90	6000	2,682	3-171	

*Резьба укороченного профиля.

П р и м е р. Найти длину УБТ УБТС2-133 для следующих условий: $q_{УБТ}$ = 0,824 кН/м, $C_{ос}$=115кН, ρ'=1, коэффициент запаса длины УБТ примем α = 1,25. Тогда по (12.1)

$$H_{УТБ} = \frac{1{,}25 \cdot 115}{0{,}824\left(1-\frac{1}{7{,}85}\right)Cos5^0} = 195{,}5м$$

Так как длина одной трубы составляет 6 м, то выбираем колонну УБТ длиной 198 м, состоящую из 33 труб УБТС2-133.

По виду материала различают стальные бурильные трубы (СБТ) и легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) общего назначения, а также специализированные бурильные трубы – для бурения снарядами со сменными керноприемниками (ССК, КССК), с гидро- и пневмотранспортом кернового и шламового материала (КГК).

Примерные данные соответствия бурильных труб некоторым буровым установкам приведены в табл. 11.67.

Таблица 11.67

Соответствие (примерное) применяемых бурильных труб буровым установкам

Тип буровой установки (станка, агрегата)	Бурильные трубы (внешний диаметр, мм для труб СБТ и ЛБТ, тип для специализированных бурильных труб)
БСК	33,5-50
СКБ-3	42-55
СКБ-4	42-55
СКБ-5: СКТО-65	42-70
СКБ-7: СКТО-75	50-70
УКБ-12/25	33,5-54
СБК-300	42-54
УПБ-100	42-54
ПБУ-1,21	50
АБ-2	42—68; ССК-(46-76)
АБ-5	50-68; ССК-(46-76); КГК-(59-76)
БАК-1200\2000	50-68
УРБ-1В2	50
УРБ-2А2	60,3
УРБ-2,5А	50-60,3
УРБ-3А3	60,3-89
УРБ-3А2; 1БА-15Н	60,3
1БА-15В	73-89
УБВ-600	114

При бурении скважин невысокими частотами вращения (бурение твердосплавными коронками, долотами) возможно применение стальных бурильных труб с муфтовым соединением (СБТМ), а также специализированны труб (например, КГК), при высокооборотном бурении (породоразрушающими инструментами, оснащенными сверхтвердыми материалами) желательно применять трубы с ниппельным соединением – сталь-

ные (СБТН) или легко сплавные (ЛБТН), а также специализированные трубы (ССК, КССК). В любом случае, следует стремиться при выборе труб к малому радиальному зазору между трубой или соединительным элементов труб и скважиной. При необходимости, для обеспечения прочности бурильной колонны в глубоких скважинах, колонну собирают из труб нескольких диаметров (ступенчатая колонна).

Следует отметить, что рекомендации соответствии бурильных труб буровым установкам носят ориентировочный характер. Применение тех или иных труб зависит не только от возможностей буровой установки, но и от параметров режима бурения, и от характеристик самой скважины.

Наиболее надежными источниками информации о возможностях применения конкретных бурильных труб в данных условиях (буровая установка, параметры бурения, характеристика скважины) служат обобщенный практический опыт и проверочный расчет бурильной колонны на прочность.

При бурении нисходящих скважин с разгрузкой осевого усилия (глубокие скважины) на колонне бурильных труб выделяют две зоны: верхнюю – растянутую и нижнюю – сжатую зону, в которую включают и так называемую область (условную) нулевого (нейтрального) сечения, названную так по близким к нулю осевым напряжениям в материале труб.

При бурении нисходящих скважин с дополнительной осевой нагрузкой, создаваемой механизмом подачи бурового станка, и при бурении исключительно под нагрузкой, создаваемой весом самого бурого снаряда, последний находится только в сжатом состоянии, растянутая зона отсутствует.

Растянутую зону колонны бурильных труб рассчитывают на статическую прочность (так как действующие в растянутой зоне силы имеют сравнительно небольшие амплитуды изменения), а сжатую (совместно с областью нулевого сечения) – на выносливость (так как для этой зоны характерны большие амплитуды изменения усилий, продольные и крутильные колебания, наблюдается усталостное разрушение материала труб).

11.5.1.Методика проверочного расчета бурильной колонны (по В.П. Зиненко)

Геометрические характеристики кольцевых сечений бурильной колонны.

а) площадь поперечного сечения тела труба

$$f = \frac{\pi}{4}(D_{бт}^2 - d_{бт}^2), м^2 \qquad (11.2)$$

где $D_{бт}$ - наружный диаметр бурильной трубы, м;
$d_{бт}$ - внутренний диаметр бурильной трубы, м

б) площадь поперечного сечения трубы по первой полной нитке резьбы, находящейся в зацеплении.

Первая полная нитка резьбы при завинчивании входит в зацепление последней.

Для внутренней резьбы

$$f^p = \frac{\pi}{4}(D_{бт}^2 - D_p^2), м^2 \qquad (11.3)$$

Для наружной резьбы

$$f^p = \frac{\pi}{4}(d_p^2 - d_{выс}^2), м^2 \qquad (11.4)$$

$$d_p = D_p - 2h, \quad D_p = d_p + 2h, м \qquad (11.5)$$

где D_p, d_p - больший и меньший диаметры по резьбе соответственно, м;
h - высота профиля резьбы, м;
$d_{выс}$ - внутренний диаметр в высаженной части трубы в месте первой полной нитки резьбы, м; он примерно равен минимальному внутреннему диаметру в высаженной части.

в) осевой момент инерции площади поперечного сечения тела трубы

$$J_o = \frac{\pi}{64}(D_{бт}^4 - d_{бт}^4), м^4 \qquad (11.6)$$

г) полярный момент инерции площади поперечного сечения
По телу трубы

$$J_p = 2J_o = \frac{\pi}{32}(D_{бт}^4 - d_{бт}^4), м^4 \qquad (11.7)$$

По первой полной нитке резьбы
для внутренней резьбы

$$J_p^p = \frac{\pi}{32}(D_{бт}^4 - D_p^4), м^4 \qquad (11.8)$$

для наружной резьбы

$$J_p^p = \frac{\pi}{32}(d_p^4 - d_{выс}^4), м^4 \qquad (11.9)$$

д) осевой момент сопротивления площади поперечного сечения
По телу трубы

$$W_o = \frac{2J_o}{D_{бт}} = \frac{\pi}{32D_{бт}}(D_{бт}^4 - d_{бт}^4), м^3 \qquad (11.10)$$

По первой полной нитке резьбы
для внутренней резьбы

$$W_o^p = \frac{\pi}{32D_{бт}}(D_{бт}^4 - D_p^4), м^3 \qquad (11.11)$$

для наружной резьбы

$$W_o^p = \frac{\pi}{32d_p}(d_p^4 - d_{выс}^4), м^3 \qquad (11.12)$$

е) полярный момент сопротивления площади поперечного сечения
По телу трубы

$$W_p = \frac{2J_p}{D_{бт}} = \frac{4J_o}{D_{бт}} = 2W_o = \frac{\pi}{16D_{бт}}(D_{бт}^4 - d_{бт}^4), м^3 \qquad (11.13)$$

По первой полной нитке резьбы
для внутренней резьбы

$$W_p^p = 2W_o^p = \frac{\pi}{16D_{бт}}(D_{бт}^4 - D_p^4), м^3 \qquad (11.14)$$

для наружной резьбы

$$W_p^p = 2W_o^p = \frac{\pi}{16dp}(d_p^4 - d_{выс}^4), м^3 \qquad (11.15)$$

Опасное сечение колонны бурильных труб принимается в результате сравнения площадей f, f^p и площади по сечению соединительного элемента труб. Так последняя практически всегда превышает две первые площади, то сравнивать следует f и f^p.

За опасное сечение $f_{оп}$ при неравенстве значений f и f^p принимается меньшее значение площади.

Если f и f^p равны, то опасное сечение $f_{оп} = f^p$ (резьба ослабляет прочность).

Опасное сечение по резьбе принимается по первой полной нитке резьбы, находящейся в зацеплении (на нее приходится значительная часть всех усилий в резьбовом соединении). Всем параметрам опасного сечения далее присвоим соответствующий индекс: $f_{оп}$, $W_{оп}$ и т.д.

Проверочный расчет бурильной колонны в верхнем сечении (зона растяжения) на статическую прочность.

Условие прочности

$$\frac{[\sigma_T]}{\sqrt{(\sigma_p + \sigma_{из})^2 + 4\tau^2}} \geq 1{,}6 \qquad (11.16)$$

где $[\sigma_T]$ - предел текучести материала труб при растяжении, Па (табличное значение);

σ_p - напряжение растяжения, Па;

$\sigma_{из}$ - напряжение изгиба, Па;

τ - касательное напряжение, Па

Напряжения от осевого растяжения труб достигают максимума при подъеме колонны из скважины.

$$\sigma_p = \frac{G_{кр}}{f_{оп}}, Па \qquad (11.17)$$

где $G_{кр}$ - максимальная нагрузка на крюк (элеватор);

$f_{оп}$ - площадь опасного сечения, м^2

Напряжения от изгиба возникают в результате потери устойчивости бурильной колонны

$$\sigma_{из} = \frac{EJ_o\Delta\pi^2}{l_{кр}^2 W_{оп}}, Па \qquad (11.18)$$

где E - модуль Юнга материала труб, Па; для стальных труб E $\approx 2\cdot10^{11}$Па, для легкосплавных E $\approx 0{,}6\cdot10^{11}$ Па;

EJ_o - жесткость сечения трубы при изгибе, Н·м^2;

Δ - стрела прогиба трубы (радиальный зазор), м;

$l_{кр}$ - критическая длина полуволны трубы, в верхней зоне «в - в" $l_{кр} = l_{крв\text{-}в}$,м

$$\Delta = \frac{D_c - D_{бт}}{2}, м \qquad (11.19)$$

где: D_c - диаметр скважины, м

По формуле Г.М. Саркисова

$$l_{кр} = \frac{\pi}{\omega}\sqrt{\pm\frac{P_{ос}\cdot g}{2q}+\sqrt{\left(\frac{P_{ос}\cdot g}{2q}\right)^2+\frac{EJ_o\omega^2 g}{q}}}, м \qquad (11.20)$$

где $\omega = \frac{\pi n}{30}$ - угловая скорость вращения трубы, $с^{-1}$;

n - частота вращения, $мин^{-1}$;

q - вес 1 м труб, Н/м;

$P_{ос}$ - осевая нагрузка на колонну, Н, в верхней зоне $P_{ос} = P_{осв\text{-}в} = G_{кр}$

В формуле (11.20) знак " + " относится к растянутой зоне, знак " – " относится к сжатой зоне.

Максимальное касательное напряжение возникает в трубах от кручения

$$\tau = \frac{N}{\omega W_{рол}}, Па \qquad (11.21)$$

где N - затрачиваемая мощность, Вт, $N = N_{в\text{-}в} = N_3 + N_{вр\ в\text{-}в}$.

Проверочный расчет бурильной колонны в нулевом сечении на выносливость

$$Z_{о\text{-}о} = \frac{C_{ос}}{\alpha_c q\left(1-\frac{\rho'_{ж}}{\rho'}\right)\cos\theta_{ср}}, м \qquad (11.22)$$

где $Z_{о\text{-}о}$- координата центра зоны нулевого сечения, м;

$\rho'_{ж}$ - относительная плотность промывочной жидкости;

ρ' - относительная плотность материала труб,

для стальных труб $\rho' = 7{,}85$;

для легкосплавных - $\rho' = 2{,}8$

Условие прочности на выносливость

$$\frac{n_\sigma n_\tau}{\sqrt{n_\sigma^2+n_\tau^2}} \geq 1{,}3 \qquad (11.23)$$

где n_σ - коэффициент запаса прочности по нормальным напряжениям;

n_τ - коэффициент запаса прочности по касательным напряжениям

Величина n_σ определяется видом движения бурильной колонны в рассматриваемом сечении.

При вращении колонны исключительно вокруг собственной оси

$$n_\sigma = \frac{[\sigma_{из-1}][\sigma_T]}{[\sigma_T]\sigma_{из}+[\sigma_{из-1}]\sigma_{ос}} \geq 1{,}3 \qquad (11.24)$$

Для нулевого сечения осевые напряжения $\sigma_{ос} = 0$, тогда

$$n_\sigma = \frac{[\sigma_{из-1}]}{\sigma_{из}} \geq 1{,}3 \qquad (11.25)$$

где $[\sigma_{из-1}]$ - предел выносливости труб в опасном сечении, Па.

Если $f_{оп} = f$, то

$$[\sigma_{из-1}] = [\sigma_{из-1}]^{об}\beta_n\beta_{кс}\alpha_м \qquad (11.26)$$

Если $f_{оп} = f^P$, то

$$[\sigma_{из-1}] = [\sigma_{из-1}]^{об}\beta_n\beta_{кс}\alpha_м \qquad (11.27)$$

где $[\sigma_{из-1}]^{об}$ - предел выносливости отполированного образца материала труб на изгиб по симметричному циклу (табличное значение), Па;

β_n - коэффициент, учитывающий состояние поверхности труб, β_n =0,6;

β_c - коэффициент, учитывающий влияние очистного агента;

β_c = 0,5 для стальных труб; β_c = 0,47 – для легкосплавных труб;

$\alpha_м$ - коэффициент, учитывающий влияние масштабного фактора;

$\alpha_м$ = 0,7 для стальных труб; $\alpha_м$ = 0,8 для легкосплавных труб;

$\beta_{кс}$ - коэффициент, определяемый совместным действием концентраций напряжений за счет наличия резьбы и наличия среды; $\beta_{кс}$ = 0,33 для стальных труб; $\beta_{кс}$ = 0,48 для легкосплавных труб.

Величину $\sigma_{из}$ можно найти по формуле (11.18), в которой $l_{кр} = l_{кро-о}$.

Величину $l_{кро-о}$ можно рассчитать по (11.20), учитывая, что в нулевой зоне $P_{ос} = P_{ос\ о-о} = 0$.

$$\eta_{\tau} = \frac{[\tau_T]}{\tau} \qquad (11.28)$$

где $[\tau_T]$ - предел текучести материала труб при кручении, Па; табличное значение, либо рассчитываемое: $[\tau_T] \approx 0{,}5[\sigma_T]$

Значение τ в (11.28) определяется по (11.21) с учетом того, что $N = N_{о-о} = N_З + N_{вро-о}$ вместо всей длины колонны) следует учесть лишь значение $Z_{о-о}$).

Проверочный расчет бурильной колонны в нижнем сечении на выносливость.

Условие прочности - (11.24), в котором $\sigma_{ос} = \sigma_{сж}$ - напряжение от осевого сжатия.

$$\sigma_{сж} = \frac{C_{ос}}{f_{оп}}, Па \qquad (11.29)$$

Значение $[\sigma_{из-1}]$ определяется по (11.27); $\sigma_{из}$ - по (11.18); $l_{кр} = l_{кр\ н-н}$ - по (11.20), в которой $P_{ос} = P_{ос\ н-н} = C_{ос}$; τ - по (11.21), в которой $N = N_{н-н} \approx N_З$, η_{τ} - по зависимости (11.28).

Определение допустимой разработки ствола скважины из условия прочности колонны в нулевом сечении

$$\Delta_{доп\ о-о} \le \frac{[\sigma_{из-1}] l^2_{кр\ о-о} W_{о\ оп}}{1{,}3 E J_о \pi^2}, м \qquad (11.30)$$

Определение допустимой кривизны ствола скважины из условия прочности колонны в нижнем сечении

$$K_{доп\ н-и} \le \frac{([\sigma_{из-1}] \cdot [\sigma_T] - 1{,}3[\sigma_{из-1}]\sigma_{сж}) W_{о\ оп}}{1{,}3[\sigma_т] E J_о} \qquad (11.31)$$

Определение допустимой частоты вращения из условия прочности в нулевом сечении.

$$\eta_{доп\ о-о} \le \frac{30}{l^2_{кр\ доп\ о-о}} \sqrt{\frac{\pi^2 E J_о g}{q}}, мин^{-1} \qquad (11.32)$$

где $l_{кр\ доп\ о-о}$ - допустимая критическая длина полуволны из условия прочности в нулевом сечении, м

$$l^2_{кр\ доп\ о-о} \le \frac{1{,}3 E J_о \pi^2 \Delta}{[\sigma_{из-1}] W_{о\ оп}}, м \qquad (11.33)$$

Определение допустимой частоты вращения из условия прочности в нижнем сечении

$$n_{доп\ и-н} \le \frac{30}{l^2_{кр\ доп\ и-н}} \sqrt{\frac{(\pi^2 E J_о - C_{ос} l^2_{кр\ доп\ н-н}) g}{q}}, мин^{-1} \qquad (11.34)$$

Определение допустимой частоты вращения из установочной мощности двигателя, станка.

Для конкретных условий бурения можно после преобразований и численных подстановок получить уравнение вида

$$A \cdot n^2 + B \cdot n - N_{дв} = 0 \qquad (11.35)$$

Откуда

$$n_{доп} \le \frac{-B + \sqrt{B^2 + 4 A N_{дв}}}{2A}, мин^{-1} \qquad (11.36)$$

где $N_{дв}$ - мощность двигателя станка, Вт

П р и м е р. Бурильная колонна СБТН-50; $d_{бт}$ = 0,039 м, $d_р$ = 0,038 м; g = 63,8 Н/м; ρ = 7,85; $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па; h = 0,00175 м;

$[\sigma_T] = 490 \cdot 10^6 Па$; $[\sigma_{из-1}]^{об} = 382 \cdot 10^6 Па$; $\rho'_ж = 1$; $\theta_{ср} = 5^0$;

$D_с = 0{,}059 м$; $C_{ос} = 1300 даН$; $n = 600 мин^{-1}$; $H_с = 600 м$;

бурение алмазными коронками; $D_{кор\ ср} = \frac{0{,}059 + 0{,}042}{2} = 0{,}0505 м$;

КАВС не применяется; $N_{дв}$ = 40000 Вт

Решение

$$f=\frac{\pi}{4}(0{,}05^2-0{,}039^2)=7{,}689\cdot10^{-4}\,м^2;$$

$D_P = 0{,}038+2\cdot0{,}00175 = 0{,}0415$ м;

$$f^P=\frac{\pi}{4}(0{,}05^2-0{,}0415^2)=6{,}108\cdot10^{-4}\,м^2;$$

Так как $f^P < f$, то $f_{on}=f^P=6{,}108\cdot10^{-4}\,м^2$;

$$J_o=\frac{\pi}{64}(0{,}05^4-0{,}039^4)=1{,}93\cdot10^{-7}\,м^4;$$

$$W_o^P=W_{oon}=\frac{\pi}{32\cdot0{,}05}(0{,}05^4-0{,}0415^4)=6{,}448\cdot10^{-6}\,м^3$$

$$W_p^P=W_{pon}=2W_o^P=1{,}289\cdot10^{-5}\,м^3$$

Выше принято, что $f_{on}=f^P=6{,}108\cdot10^{-4}\,м^2$;

$$G_{кр}=1{,}25\cdot1{,}05\cdot63{,}8\cdot600\left(1-\frac{1}{7{,}85}\right)Cos5^0(1+0{,}33\cdot tq5^0)=44936{,}3H;$$

$$\sigma_p=\frac{44936{,}3}{6{,}108\cdot10^{-4}}=73569580{,}9Па\approx73{,}6\cdot10^6\,Па$$

$$\Delta=\frac{0{,}059-0{,}05}{2}=0{,}0045м;$$

$$\omega=\frac{\pi\cdot600}{30}=62{,}83c^{-1};$$

$$l_{кр\,в\text{-}в}=\frac{\pi}{62{,}83}\cdot$$

$$\cdot\sqrt{\frac{44936{,}3\cdot9{,}81}{2\cdot63{,}8}+\sqrt{\left(\frac{44936{,}3\cdot9{,}81}{2\cdot63{,}8}\right)^2+\frac{2\cdot10^{11}\cdot1{,}93\cdot10^{-7}\cdot62{,}83^2\cdot9{,}81}{63{,}8}}}=$$

$$=4{,}85м$$

$$\sigma_{из}=\frac{2\cdot10^{11}\cdot1{,}93\cdot10^{-7}\cdot0{,}0045\cdot\pi^2}{4{,}85\cdot6{,}448\cdot10^{-6}}+11302930{,}5Па\approx11{,}3\cdot10^6\,Па$$

$$n_o=0{,}32\cdot10^3\,\frac{1}{0{,}0045}\cdot0{,}05^2=177мин^{-1},$$

Так как $n_o < n = 600м^{-1}$, то частоту вращения следует считать высокой.

$$N_{в-в}=0{,}2\cdot1300\cdot600\cdot0{,}0505+0{,}245\cdot0{,}0045\cdot1300\cdot600+$$

$$+1{,}5\left(0{,}002\cdot\frac{63{,}8}{9{,}81}\cdot0{,}0045\cdot600^2+0{,}8\cdot\frac{63{,}8}{9{,}81}\cdot0{,}05^2\cdot600\right)600=34726{,}2Вт$$

$$\tau=\frac{34726{,}2}{62{,}83\cdot1{,}289\cdot10^{-5}}=42878273Па\approx42{,}9\cdot10^6\,Па$$

$$\frac{490\cdot10^6}{\sqrt{(73{,}6\cdot10^6+11{,}3\cdot10^6)^2+4(42{,}9\cdot10^6)^2}}\approx4{,}06$$

4,06 > 1,6, то есть условие прочности выполняется.

$$Z_{o-o}=\frac{13000}{1{,}05\cdot63{,}8\left(1-\frac{1}{7{,}85}\right)Cos5^\circ}=223м$$

$$[\sigma_{из-1}]=382\cdot10^6\cdot0{,}6\cdot0{,}5\cdot0{,}7=80220000Па=80{,}22\cdot10^6\,Па$$

$$l_{кр\,o\text{-}o}=\frac{\pi}{62{,}83}\sqrt{\frac{2\cdot10^{11}\cdot1{,}93\cdot10^{-7}\cdot62{,}83^2\cdot9{,}81}{63{,}8}}=3{,}48м$$

$$\sigma_{из}=\frac{2\cdot10^{11}\cdot1{,}93\cdot10^{-7}\cdot0{,}0045\cdot\pi^2}{3{,}48^2\cdot6{,}448\cdot10^{-6}}=21954120{,}7Па\approx22\cdot10^6\,Па$$

$n_\sigma=\frac{80{,}22\cdot10^6}{22\cdot10^6}=3{,}65>1{,}3$, то есть условие прочности выполняется.

$$[\tau_T]=0{,}5\cdot490\cdot10^6=245\cdot10^6\,Па$$

$$N_{o-o}=0{,}2\cdot1300\cdot600\cdot0{,}0505+0{,}245\cdot0{,}0045\cdot1300\cdot600+$$

$$+1{,}5(0{,}002\frac{63{,}8}{9{,}81}\cdot0{,}0045\cdot600^2+0{,}8\cdot\frac{63{,}8}{9{,}81}\cdot0{,}05^2\cdot600)\cdot223=18396{,}9Вт$$

$$\tau=\frac{18399}{62{,}83\cdot1{,}289\cdot10^{-5}}=22715624Па\approx22{,}7\cdot10^6\,Па$$

$$\eta_\tau=\frac{245\cdot10^6}{22{,}7\cdot10^6}=10{,}8$$

$$\frac{3{,}65\cdot 10{,}8}{\sqrt{3{,}65^2+10{,}8^2}}=3{,}46\geq 1{,}3,$$ следовательно, условие прочности колонны выполняется.

$$\sigma_{сж}=\frac{13000}{6{,}108\cdot 10^{-4}}=21283562{,}5Па\approx 21{,}3\cdot 10^6\,Па$$

$$l_{кр\,н\text{-}н}=\frac{\pi}{62{,}83}\sqrt{\frac{13000\cdot 9{,}81}{2\cdot 63{,}8}}+$$

$$+\sqrt{\left(\frac{13000\cdot 9{,}81}{2\cdot 63{,}8}\right)^2+\frac{2\cdot 10^{11}\cdot 1{,}93\cdot 10^{-7}\cdot 62{,}83^2\cdot 9{,}81}{63{,}8}}=3{,}1м$$

$$\sigma_{из}=\frac{2\cdot 10^{11}\cdot 1{,}93\cdot 10^{-7}\cdot 0{,}0045\cdot\pi^2}{3{,}1^2\cdot 6{,}448\cdot 10^{-6}}=27666304Па\approx 27{,}7\cdot 10^6\,Па$$

$$N_{н\text{-}н}=02\cdot 1300\cdot 600\cdot 0{,}0505=7878Вт$$

$$\tau=\frac{7878}{62{,}83\cdot 1{,}289\cdot 10^{-5}}=9727382{,}6\approx 9{,}7\cdot 10^6\,Па$$

$$\eta_\tau=\frac{245\cdot 10^6}{9{,}7\cdot 10^6}=25{,}3$$

$$\frac{80{,}22\cdot 10^6\cdot 490\cdot 10^6}{490\cdot 10^6\cdot 27{,}7\cdot 10^6+80{,}22\cdot 10^6\cdot 21{,}3\cdot 10^6}=2{,}57>1{,}3,$$ следовательно, условие прочности выполняется.

$$\Delta_{доп\,о\text{-}о}\leq\frac{80{,}22\cdot 10^6\cdot 3{,}48^2\cdot 6{,}448\cdot 10^{-6}}{1{,}3\cdot 2\cdot 10^{11}\cdot 1{,}93\cdot 10^{-7}\cdot\pi^2}=0{,}0126м,>0{,}0045м,$$

то есть величина допустимой разработки ствола скважины выше величины радиального зазора.

$$K_{доп\,н\text{-}и}\leq\frac{(80{,}22\cdot 10^6\cdot 490\cdot 10^6-1{,}3\cdot 80{,}22\cdot 10^6\cdot 21{,}3\cdot 10^6)\cdot 6{,}448\cdot 10^{-6}}{1{,}3\cdot 490\cdot 10^6\cdot 2\cdot 10^{11}\cdot 1{,}93\cdot 10^{-7}}=$$

$$=9{,}72\cdot 10^{-3}м^{-1}=0{,}56\,град/м$$

$$l^2_{кр\,доп\ о\text{-}о}\leq\frac{1{,}3\cdot 2\cdot 10^{11}\cdot 1{,}93\cdot 10^{-7}\cdot 0{,}0045\cdot\pi^2}{80{,}22\cdot 10^6\cdot 6{,}448\cdot 10^{-6}}=4{,}3м^2$$

$$n_{доп\,о\text{-}о}\leq\frac{30}{4{,}3}\sqrt{\frac{\pi^2\cdot 2\cdot 10^{11}\cdot 1{,}93\cdot 10^{-7}\cdot 9{,}81}{63{,}8}}=1688{,}5мин^{-1}$$

Допустимая частота вращения не превышает расчетную $n=600$ мин$^{-1}$.

$$n_{доп\,н\text{-}н}\leq\frac{30}{4{,}3}\sqrt{\frac{(\pi^2\cdot 2\cdot 10^{11}\cdot 1{,}93\cdot 10^{-7}-13000\cdot 4{,}3)\cdot 9{,}81}{63{,}8}}=1559{,}8мин^{-1}$$

Допустимая частота вращения также не превышает расчетного значения.

$$0{,}2\cdot 1300\cdot n\cdot 0{,}0505+0{,}245\cdot 0{,}0045\cdot 1300\cdot n+1{,}5(0{,}002\frac{63{,}8}{9{,}81}\cdot 0{,}0045\cdot n^2+$$

$$+0{,}8\cdot\frac{63{,}8}{9{,}81}\cdot 0{,}05^2\cdot n)\cdot 600+5\cdot n-N_{дв}=0$$

$$A=1{,}5\cdot 0{,}002\cdot\frac{63{,}8}{9{,}81}\cdot 0{,}0045\cdot 600=0{,}053$$

$$B=0{,}2\cdot 1300\cdot 0{,}0505+0{,}245\cdot 0{,}0045\cdot 1300+$$

$$+1{,}5\cdot 600\cdot 0{,}8\cdot\frac{63{,}8}{9{,}81}\cdot 0{,}05^2+5=31{,}27$$

$$n_{доп}\leq\frac{-31{,}27+\sqrt{31{,}27^2+4\cdot 0{,}053\cdot 40000}}{2\cdot 0{,}053}\approx 622мин^{-1}$$

Расчетное значение частоты вращения n = 600 мин$^{-1}$ не превышает возможности бурового станка.

11.5.2. Бурильные трубы для вращательного бурения скважин на твердые полезные ископаемые

В настоящее время для бурения геологоразведочных скважин используются бурильные трубы отечественных конструкций, разработанные по ранее принятым стандартам (ТУ, ОН). Характеристики этих труб приведены в табл. 11.68 и 11.69. В то же время, вступил в действие новый стандарт, в соответствии с которым ряд характеристик труб будут отличаться от прежних (табл.11.70-11.77).

Для бурения неглубоких (до 300 м) скважин разработаны облегченные трубы с приваренными соединениями (табл. 11.78).

Двойные бурильные трубы, разработанные СКБ "Геотехника" имеют характеристику, представленную в табл. 11.79.

Таблица 11.68

Материал и его механические свойства, установленные стандартами и техническими условиями на бурильные трубы и их соединения.

№ группы	Наименование материала	Механические свойства материала в готовом изделии (не менее)						
		Временное сопротивление МПа	Предел текучести при растяжении МПа/Предел выносливости резца, МПа	Относительное удлинение, %	Относительное сужение, %	Ударная вязкость при 20^0С, Мдж/м^2	Твердость по Роквеллу ($HRC_э$)	Твердость по Бринеллю
1.	Сталь 45	650	380/295	16	-	-	-	-
2.	Сталь 36Г2С	700	500/382	12	-	-	-	-
3.	Сталь 45У	700	450	14	50	0,5	22	217
4.	Сталь 38ХНМ	750	550/392	12	40	-	-	-
5.	Сталь 40ХН	780	580/422	14	50	0,8	28	255
6.	Сталь 401	780	580/422	14	50	0,8	28	2555
7.	Сталь 40ХН	900	700	14	50	1,2	28	-
8.	Алюминиевый сплав Д16Т	450	300/160	11	-	0,2	-	120
9.	Сталь 38ХНМ	880	770	12	-	-	-	-

Таблица 11.69

Основные параметры бурильных геологоразведочных труб отечественных конструкций

Наименование изделия (номер группы изделия из табл.	Наруж-ный диаметр, мм	Толщина стенки, мм		Длина, мм	Масса, кг	Параметры резьбы					Натяг по резьбовому калиб-ру, мм
		в гладкой части	в высаженной части			Наруж-ный диаметр у торца, мм	Длина с полным проф., мм	Конус-ность	Шаг, мм	Рабочая высота профиля, мм	Угол профиля, град	Радиус впадины, мм	
Трубы стальные муфтового соединения СБТМ													
Труба (1;2)	42,0	5,0	10,0	1500	7,5	39,6	38	1:16	2,540	1,34	60	0,356	6,5
				300	14,3								
				4500	21,2								
	50,0	5,5	11,0	1500	10,0	47,3	43						
				300	19,1								
				4500	28,1								
	63,5	6,0	11,75	3000	27,1	60,7	45	1:6	3,175	1,73	60	0,432	9,0
				4500	39,8								
				6000	52,6								
Муфта (1;2)	57,0	8,5	-	130	1,4	42,3	59,0	1:16	2,540	1,34	60	0,356	6,5
	65,0	8,5	-	140	1,7	50,3							
	83,0	10,5	-	150	2,9	63,7	67,0	1:6	3,175	1,73	60	0,432	9,0
Замки для бурильных труб диаметром 42 мм													
Замок (7)	57,0	17,5	-	355	4,7	42,5	51,0	1:16	2,540	1,34	60	0,356	6,5
ниппель			-	170	1,8	35,0	40,0	1:5	4,233	2,19		0,423	10
муфта			-	260	2,9	45,1	43,0						0
Замки для бурильных труб диаметром 50 мм													
Замок (7)	65,0	18,5	-	425	6,9	50,1	59,0	1:6	2,540	1,34	60	0,356	6,5
ниппель			-	210	2,8	41,0	48,0	1:5	4,233	2,19		0,423	10
муфта			-	275	4,1	52,0	55,0						0
Замки для бурильных труб диаметром 63,5 мм													
Замок (5)	83,0	21,5	-	480	13,0	63,6	69,0	1:16	3,175	1,75	60	0,432	9,0
ниппель			-	235	5,0	53,0	62,0	1:5	4,233	2,19		0,423	15,8
муфта			-	315	8,0	66,0	67,0						0
Трубы легкосплавные муфтового соединения ЛБТМ-54													
Труба (8)	54,0	7,5	13,0	4500	14,3	47,0	48				60	0,356	45
Муфта (1;2)	65,0	8,5	-	175	2,0	51,0	52	1:16	2,540	1,34			
Замок (7)	65,0	17,5	-	445	7,0	51,0	48	1:16	2,540	1,34			-18,5

Продолжение табл. 11.69

ниппель			-	220	2,8	41,0	52,5	1:5	4,233	2,19		0,423	10
муфта			-	285	4,2	53,6	55						0
Опорная проточка 53			-	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Опорная расточка 53			-	25	-	--	-	-	-	-	-	-	-
Трубы стальные ниппельного соединения (СБТН) диаметром 33,5 мм													
Труба (1;2)	33,5	4,75	-	1500 3000	5,5 10,1	28,0	40,0	-	6,35	1,Ю5	10	-	-
Трубы стальные ниппельного соединения (СБТН) диаметром 42 мм													
Труба (1;2)	42,0	5,0	8,0	1500 3000 4500	7,5 14,3 21,2	33,0	50,0	-	6,35	1,5	10	-	-
Трубы стальные ниппельного соединения (СБТН) диаметром 50 мм													
Труба (1;2)	50,0	5,5	8,0	1500 3000 4500	10,0 19,1 28,2	41,5	55,0	-	6,35	1,75	10	-	-
Ниппели для стальных труб													
Ниппель А (3;6)	34,0	10,0	-	115	0,5	28	27	-	6,35	1,5	10		
	44,0	14,0	-	150	1,1	33	37	-		1,75			
	52,0	15,0	-	160	1,46	41,5	42	-					
Ниппель Б(3;6)	34,0	10,0	-	175	0,96	28	27 34	-	6,35	1,5	10		
	44,0	14,0	-	210	1,82	33	37 44	-					
	52,0	15,0	-	220	2,08	41,5	42 49	-		1,75			
Трубы стальные ниппельного соединения (СБТН) диаметрами 42; 54,0; и 68,0 мм													
Труба (3)	42,0	4,5		3000	13,8	33,0	50,0	-	8,0	1,5	10		
				4500	20,7							-	-
	54,0	4,5		3000 4500 600	17,4 25,6 33,8	42,0		-		2,0		-	-
	68,0	4,5		3000 4500 6000	22,6 33,1 43,7	57,0	55,0			2,25		-	
Ниппели для стальных труб диаметром 42 мм													
Ниппель А (7)	42,5	13,3	-	176	0,95	33,0	35,0	-	8,0	1,5	10	-	-

Ниппель Б (7)	42,5	13,3	-	235	1,25	33,0	35,0 40,0	-					
Ниппель В (7)	42,5	13,3	-	160	0,85	33,0	35,0	-					
Опорная оторочка (Ниппель А)	29, 65												
Опорная расточка (ниппель Б)	30												
Ниппели для стальных труб диаметром 54 мм													
Ниппель А (7)	54,5		-	200	1,8		43,0	-	-	-	10	-	-
Ниппель Б (7)	54,5	16,3	-	260	2,3	42,0	45,0	-	8,0	2,0	10	-	-
Ниппель В (7)	54,4		-	180	1,6		43,0	-				-	-
Опорная проточка (Ниппель А)	37,6												
Опорная расточка (Ниппель Б)	38												
Ниппели для стальных труб диаметром 68 мм													
Ниппель А (7)	68,5	20,3	-	210	3,2	57,0	50,0	-	8,0	2,25	10	-	-
						41,0	50,0	1:5	4,233	2,192	60		
Ниппель Б (7)	68,5	20,3	-	275	4,2	57,0	50,0	-	8,0	2,25	10	-	-
						53,5	55,0	1:5	4,233	2,192	60		
Ниппель В (7)	68,5	20,3	-	215	3,1	57,0	50,0	-	8,0	2,25	10	-	-
Трубы легкосплавные ниппельного соединения, ЛБТН-24													
Труба (8)	24,0	4,5	-	1330	0,92	19,0	40	-	6,35	1,0	10	-	-
Ниппель А(6)	24,0	8,0	-	115	0,23		32	-				-	-
Ниппель Б (6)	24,0	8,0	-	125	0,25		32	-					
Трубы легкосплавные ниппельного соединения, ЛБТН-34													
Труба (8)	34,0	6,5	-	1325	2,0								
				2925	4,4	26,0	37	-	6,35	1,5	10	-	-
Ниппель А(6)	34,0	11,0	-	165	0,53	26,0	35	-	6,35	1,50	10	-	-

Продолжение табл. 11.69

Ниппель Б(6)		11,0	-	230	1,0		35 37						
Опорная проточка	22,70		-	17	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Опорная расточка трубы	22,65		-	17	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ниппеля Б	22,70		-	17	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Трубы легкосплавные ниппельного соединения ЛБТН-54													
Труба (8)	54,0	9,0	-	2890 4400	10,3 15,7		47	-					
Ниппель А(7)		16,0	-	216	1,75	41,5	49	-	6,35	1,75	10	-	-
Ниппель Б(7)		16,0	-	280	2,5		49 47						
опорная проточка	37,50		-	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Опорная расточка трубы	37,45		-	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ниппеля Б	38,0		-	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Трубы легкосплавные ниппельного соединения диаметром 68 мм ЛБТН-68													
Труба (8)	68,0	9,0	-	4325 2710	19,5 12,9	57,0	50,0	-8,0	2,25	10	-	-	
Ниппель А(7)		13,0	-	240	2,3	57,0	50,0	-	8,0	2,25	10	-	-
Ниппель Б(7)		13,0	-	320	3,2	57,0	50,0	-	8,0	2,25	10	-	-
Опорная проточка Ниппель А; Б	52			25	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Опорная расточка трубы	51,95			24									
Ниппеля Б	52,1			24									
Трубы стальные для бурения со съемным керноприемником в комплексе КССК-76													
Труба (2)	70,0	5,0	8,5	4500	37,3	61,5	41	1:6	6,00	1,2	10	-	-
Муфта (5)	73,4	7,6	-	120	1,1	63,25	43						
Замок (5)	73,0	10,0	-	382	5,8	63,75	43						

Ниппель			-	200	2,0	61,5	41						
Муфта			-	220	2,8	63,75	43						
Трубы стальные для бурения со съемным керноприемником в комплексе КССК-76М													
Труба (2) с приварными концами	70,0	4,5	-	6150 4650* 3000 1500	46,20 35,30 23,30 12,40								
Приварные концы: Ниппель (7)	73,4	10,0	170,0	1,70	61,5	41,0	1:6	6,0	1,2	10	-	-	
Муфта			200,0	2,45	63,8	42,0							
* только для КССК-76-3000													
Трубы стальные для бурения со съемным керноприемником в комплексе ССК-76													
Труба (4)	70,0	4,8	-	1500 3000 4500	11,6 23,0 34,8	64,85 66,10	38	1:32	8,00	0,85	30	-	2,5 3,0
Трубы стальные для бурения со съемным керноприемником в комплексе ССК-59													
Труба (4)	55,0	4,8	-	1500 3000 4500	9,0 18,0 27,0	49,85 51,10	38,0	1:32	8,00	0,85	30	-	2,5 3,0
Трубы стальные для бурения со съемным керноприемником в комплексе ССК-46													
Труба (4)	43,0	4,8	-	1500 3000	6,8 13,6	37,90 39,20	28	1:32	6,00	0,70	30		2,5 3,0
Трубы двойные (наружная стальная) диаметром 73 мм для бурения в комплексе КГК-100													
Труба стальная наружная (1)	73,0	6,0	-	3700	36,90	68,0	39,0	-	4,0	0,75	10	-	-
Ниппель (6)	75,0	9,25	-	175	2,10	68,0 63,5	46,0 50,0	-					
Муфта (6)			-	295	3,40	66,8	51,0	1:16	6,0	1,5	30	-	-
						68,0	46,0	-	4,0	0,75	10	-	-
Труба легкосплавная (8) внутрен-няя:													
труба	48,0	3,0	-	3823	4,55	-	15,0						
наконеч-ник с раструбом	55,0	2,5	-	210	1,40	48,0	19,0	-	1,5	0,92	60	-	-
наконечник с проточка-ми	51,0	4,0 2,0*	-	80	0,37		19,0						

Продолжение табл. 11.69

*в местах проточек	Трубы двойные легкосплавные диаметром 75 мм для бурения в комплексе КТК-300																			
Труба легкосплавная (8) наружная	75,0	7,0	-	3700	13,7	70,0	47,0	-	4,0	0,75	10	-	-							
конусная проточка*	71,0			25																
Ниппель (6)	75,0	9,25	-	200	2,1	70,0	46,0	-	4,0	0,75	10	-	-							
						66,0	50,0	1:16	6,0	1,5	30	-	-							
Конусная расточка*	71,0			11																
Муфта (5)	75,0	9,25	-	320	3,10	70,0	46,0	-	4,0	0,75	10	-	-							
						66,8	49,0	1:16	6,0	1,5	30	-	-							
Конусная расточка	71,0*			12																
Труба легкосплавная (8) внутренняя																				
труба	48,0	3,0	-	3823	4,4055		15,0													
наконечник с раструбом	55,0	2,5	-	210	1,4	48,0	19,0	-	1,5	0,92	60	-	-							
наконечник с проточками	51,0	4,0	-	80	0,37		19,0	-				-	-							

Примечание.
Во всех случаях ниппели типа А и В имеют две наружные резьбы и одну пару прорезей, ниппель типа Б - одну наружную и одну внутреннюю резьбу и две пары прорезей.
Ниппель трубный предназначен для соединения утяжеленных труб в свечу, имеет две наружные упорные резьбы и одну пару прорезей.
Полуниппель выполняет функции муфты обычного бурильного замка.
Натяг в паре резьбы с конусностью 1:16 труб муфтово-замкового соединения - расстояние между торцом муфты (детально замка) и последней риской резьбы на трубе (для стальных труб) или началом опорной шейки трубы (для легкосплавных труб).

Таблица 11.70

Типы бурильных труб (колонн) нового сортамента

Область применения бурильных труб	Типы бурильных труб (колонн)	
	Наименование	Обозначение
Традиционное колонковое и бескерновое бурение	1. Трубы бурильные стальные универсальные	ТБСУ
	2. Трубы бурильные легкосплавные	ТБЛ
	3. Трубы бурильные утяжеленные	ТБУ
Бурение со съемным керноприемником	4. Трубы бурильные стальные легкой серии*	ТБСЛ
	5. Трубы бурильные стальные тяжелой серии**	ТБСТ
	6. Трубы бурильные легкосплавные тяжелой серии.	ТБЛТ
Бурение с гидро- и пневмотранспортом керна и осколочных фракций горных пород	7. Трубы бурнльные двойные с наружной стальной трубой.	ТБДС
	8. Трубы бурнльные двойные с наружной легкосплавной трубой.	

*Трубы (колонны) гладкоствольные – диаметр соединения превышает диаметр трубы на 0,5 мм;

**Трубы (колонны) негладкоствольные – диаметр соединения превышает диаметр трубы на 2,5-6,5 мм

Таблица 11.71

Основные размеры и параметры бурильных труб (колонн и соединений) нового сортамента

Типоразмер бурильной трубы (колонны)	Основные размеры тела, мм				Резьба для соединения деталей между собой (обозначение)	Основная длина трубы в сборе с соединениями, мм
	Трубы		Замка			
	наружный диаметр	толщина стенкн	наружный днаметр	толщина стенки		
1. Трубы бурильные стальные уннверсальные						
ТБСУ-43	43,0	4,5	43,5	16	3-34	4700
ТБСУ-55	55,0	4,5	53,5	22	3-45	4700
ТБСУ-63,5	63,5	4,5	64,0	28	3-53	4700
ТБСУ-70	70,0	4,5	70,5	32	3-57	4700
ТБСУ-85	85,0	4,5	85,5	40	3-67	6200
2. Трубы бурильные легкосплавные						
ТБЛ-43	43,0	7,0	43,5	16	3-34	4700
ТБЛ-55	55,0	9,0	55,5	22	3-45	4700
ТБЛ-70	70,0	9,0	70,5	22	3-57	4700
ТБЛ-85	85,0	9,0	85,5	28	3-67	4700

3. Трубы бурильные утяжеленные						
ТБУ-57	57,0	12,0	57,5	22	3-45	4700
ТБУ-73	73,0	19,0	73,5	22	3-57	4700
ТБУ-89	89,0	22,0	89,5	28	3-67	4700
ТБУ-108	108,0	26,0	108,5	28	3-86	4700
4. Трубы бурильные стальные легкой серии						
ТБСЛ-43	43,0	4,8	43,5	33,4	СК-39	3000
ТБСЛ-55	55,0	4,8	55,5	45,4	СК-51	4500
ТБСЛ-70	70,0	4,8	70,5	60,4	СК-66	4500
ТБСЛ-89	89,0	5,5	89,5	78,5	СК-85	4500
ТБСЛ-114	114,0	6,0	114,5	102,0	СК-109	4500
5. Трубы бурильные стальные тяжелой серии						
ТББСТ-55	55,0	4,5	57,5	41	СПК-50	4700
ТБСТ-70	70,0	4,5	73,5	53	СПК-64	6200
ТБСТ-85	85,0	4,5	89,5	72	СПК-82	6200
ТБСТ-102	102,0	4,5	108,0	89	СПК-101	6200
6. Трубы бурнльные легкосплавные тяжелой серии						
ТБЛТ-55	55,0	7,0	57,5	41	СПК-50	4700
ТБЛТ-70	70,0	8,5	73,5	53	СПК-64	6200
ТБЛТ-85	85,0	6,5	89,5	72	СПК-82	6200
ТБЛТ-102	102,0	6,5	108,0	89	СПК-101	6200
7. Трубы бурильные двойные с наружной стальной трубой						
ТБДС-48	48,0	3,5	57,5	41	СПК-50	3000
ТБДС-57	57,0	4,5	57,5	41	СПК-50	4000
ТБДС-73	73,0	5,0	75,5	56	СПК-64	4000
ТБДС-89	89,0	6,0	92,5	74	СПК-85	4000
ТБДС-108	108,0	7,0	116,5	88	СПК-101	6000
ТБДС-114	114,0	7,0	130,0	100	СПК-118	6000
ТБДС-127	127,0	7,0	130,0	100	СПК-118	4000
8. Трубы бурильные двойные с легкосплавной наружной трубой						
ТБДЛ-73	73,0	7,0	75,5	56	СПК-64	4000
ТБДЛ-89	89,0	8,0	92,5	74	СПК-85	6000
ТБДЛ-108	108,0	9,0	116,5	88	СПК-101	6000
ТБДЛ-127	127,0	9,0	130,0	100	СПК-118	6000

Примечания:

Размеры труб больших и меньших диаметров по отношению к приведенным в таблице не регламентируются.

По согласованию с заказчнком трубы могут изготавлнваться других толщин стенок н длин.

Толщина стенок могут быть равными:

3,5 и 6,0 мм – труб типа ТБСУ;

3,5 мм – труб типа ТБСЛ;

3,5 и 7,0 мм – труб ТБСТ-55;

3,5 и 8,5 мм - труб ТБСТ-70;

3,5 и 6,5 мм – труб ТБСТ-85 и ТБСТ-102

Длнны мог7ут быть 1700 и 3200 мм – труб типа ТБСУ, ТБСТ и ТБЛТ; 1500 мм – труб типа ТБСЛ; 1500 и 2000 мм – труб типа ТБДС и ТБДЛ.

Таблица 11.72

Характеристика рабочей резьбы соединений бурнльных труб нового сортамента

Обозначение* резьбы	Размеры профиля резьбы				
	Конусность	Угол наклона резьбы	Шаг, мм	Высота профиля**	Угол при вершине профиля, градус
1. Резьба одноупорная коническая, остроугольная					
3-34	16	4 45 48	4,233	1,926	60
3-45; 3-53;					
3-57; 3-67	1:5	5 42 38	4,233	2,500	60
3-86	1:6	4 45 48	6,350	3,095	60
2. Резьба двухупорная слабоконическая трапецеидальная					
СК-39	1:32	0 53 42	6,000	0,75(0.70)	30
СК-51	1:32	То же	8,000	0,90(0,85)	30
СК-66	1:32	0 53 42	8,000	0,90(0,85)	30
СК-85	1:32	То же	8,000	1,20(1,15)	30
СК-109	1:32	-«-	8,000	1,20(1,15)	30
3. Резьба специальная коническая трапецеидальная					
СПК-50	1:16	1 47 24	6,000	1,00(0,95)	10
СПК-64	1:16	1 47 24	6,000	1,50(1,55)	30
СПК-82	1:32	0 53 42	6,000	1,20(1,25)	10
СПК-85	1:16	1 47 24	6,000	1,55(1,50)	30
СПК-101	1:16	1 47 24	6,000	1,55(1,50)	30
СПК-118	Разрабатывается				

*Цифра в обозначенин резьбы соответствует ее наружному диаметру у большего основания конуса

**В скобках – для внутренней резьбы

Таблица 11.73

Механические свойства матернала стальных труб нового сортамента

Параметры механических свойств	Нормы по видам термообработки стали				
	Нормализация		Улучшение*		Поверхностная закалка**
	труб из углеродистой стали	труб из легированной стали	труб из углеродистой стали	труб из легированной стали	
Временное сопротивление разрыву, МПа	539	686	823	882	-
Предел текучести, МПа	323	490	686	735	-
Относительное удлинение, %	16	12	12	11	-
Твердость, $HRC_э$, НВ	- 187	- 197	26 -	28 -	47 -

*При изготовлении труб из углеродистой стали механическне свойства после операции улучшення могут отличаться от приведенных и уточняться по согласованию с заказчнком.

**Поверхностная закалка тела трубы – по требованию заказчика.

Таблица 11.74

Механические свойства материала легкосплавных труб нового сортамента

Параметры механических свойств	Нормы по видам прочности	
	нормальной*	повышенной**
Временное сопротивление разрыву , МПа	392	530
Предел текучести, МПа	255	460
Относительное удлинение, %	12	8

*Сплав Д16Т по ГОСТ 23786-79.

**Сплав 1953 Т1 по стандарту ИСО 5226.

Таблица 11.75

Технические данные бурильных труб СБТП с приваренными гладкими замками со специальной конической двухупорной резьбой

Параметры (характеристика)	Значение параметров для бурильных труб типоразмером		
	СБТП НП-43	СБТП НП-55	СББТП НП-70
Конструкция бурильной колонны	Гладкоствольная колонна из тонкостенных (3,5 мм) труб с приваренными замками одинакового с трубами диаметра, образуемая из труб соединением «труба в трубе»		
Особенности конструкции резьбового соединения	Замки с гладкой наружной поверхностью и с конусной двухупорной рабочей резьбой		
Диаметр скважины, в которой применяется бурильная колонна, мм	46	59	76(93)
Наружный диаметр бурильной трубы, мм	43	55	70
Толщина стенки бурильной трубы, мм	3,5	3,5	3,5
Наружный диаметр приваренных замков, мм	43,5	55,5	70,5
Внутреннийй диаметр приваренных замков, мм	29,0	35,0	48,0
Рабочая резьба замков (обозначение)	СпК39х6	СпК48х8	СпК61х8
Характеристика резьбы	Двухупорная коническая (конусность 1:16), трапецеидальная (шаг резьбы 6 и 8 мм), высота профиля 1,2 и 1,5 мм, длина резьбы 40 и 50 мм. Резьба несимметричного профиля (передний угол профиля 30^0, зданий – 5^0)		
Материал бурильной трубы	Сталь марки 36Г2С или марки 40Х		
Материал приваренных замков	Сталь марки 40ХН		
Расчетная масса 21 метра бурильной трубы, кг	3,6	4,7	6,1

Примечание. Обозначение типоразмера бурильной трубы, ее резьбы даны таковыми, как это предусмотрено действующей технической документацией.

Таблица 11.76

Сортамент цельнотянутых бурильных труб ТБСЛ

Параметры и размеры труб	Значение параметров (размеров) для труб				
	ТБСЛ-43	ТБСЛ—55	ТБСЛ-70	ТБСЛ-89	ТБСЛ-114
Наружный диаметр трубы мм	43	55	70	89	114
Внутрениий диаметр трубы, мм	33,4	45,4	60,4	78	102
Толщиа стенки трубы, мм	4,8	4,8	4,8	5,5	6,0
Длиа трубы, мм	1500, 3000 -	1500, 3000, 4500	1500, 3000, 4500	1500, 3000, 4500	1500, 3000, 4500
Общая длиа проточки (расточки) под резьбу, мм	32	42	42	50	50
Диаметр конической проточки в плоскости торца, мм	36,60	48,20	63,20	81,15	105,90
Диаметр конической расточки в плоскости торца, мм	39,15	51,35	66,35	85,15	109,90
Длина проточки (расточки), мм	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Расчетная масса 1 метра трубы, кг	4,52	5,94	7,22	211,33	15,98

Таблица 11.77

Сортамент бурильных труб с приваренными концами ТБСЛ-П

Параметры и размеры, мм, труб	Значение параметров (размеров) для труб типоразмером			
	ТБСЛ-П-43	ТБСЛ-П-55	ТБСЛ-П-70	ТБСЛ-П-89
Наружный диаметр трубы	43	55	70	89
Толщина стенки трубы	3,5	3,5	3,5	3,5
Внутрениий диаметр	36	48	63	80
Наружный диаметр приваренного конца	43,5	55,5	70,5	89,5
Внутрениий диаметр приваренного конца	33	45	60	78,5
Длина бурильной трубы	1500, 3000 -	1500, 300, 4500	1500, 300, 4500	1500, 300, 4500
Длина приварениого конца с внутреиней резьбой	70	80	80	90
Длина приварениого конца с иаружной резьбой	70	80	80	90
Общая длина расточки (проточки) под резьбу	32	42	42	50
Диаметр конической проточки в плоскости торца	36,60	48,20	63,20	81,15
Диаметр конической расточки в плоскости торца	39,15	51,35	66,35	85,15
Длина проточки (расточки)	4,5	4,5	4,5	4,5
Диаметр расточки приваренного коица под приварку	36	48	63	80
Длина расточки приварениого коица под приварку	20	20	20	25
Расчетиая масса 1 метра трубы (с учетом приварочиых концов), кг	3,35	4,55	6,00	9,45

Таблица 11.78

Характеристика стальных облегченных бурильных труб ТБСО

Наружный размер, мм:	ТБСО-24	ТБСО-34	ТБСО-42	ТБСО-54
трубы	24	34	42	54
приваренных резьбовых концов	24,5	34,5	42,5	54,5
Внутренний диаметр				
приваренных резьбовых концов, мм	9	16	22	32
Толщина стенкн трубы, мм	2,5	3,5	3,5	3,5
Марка стали:				
трубы	45	45	45	45
приваренных резьбовых концов	40ХН	40ХН	40ХН	40ХН
Обозначенне резьбы*	СПК-34	СПК-27	СПК-34	СПК-45
Длина трубы, мм	-	-	3000	3000
	-	-	1500	1500
	-	-1000	1000	100
	830	-	-	-
Масса трубы в сборе, кг				
при длине 3000 мм	-	-	10,60	14,40
1500 мм	-	-	5,62	7,85
1000 мм	-	3,29	3,96	5,67
830 мм	1,42	-	-	-
Разработчик – СКБ «Геотехника»				

*Обозначение резьбы, включает размер ее наружного диаметра у большего основання конуса.

Таблица 11.79

Характеристики двойных бурильных труб

Параметры	Типоразмер трубы									
	ТБДС-48	ТБДС-57	ТБДС-73	ТБДС-75	ТБДС-89	ТБДС-90	ТБДС-110	ТБДС-108	ТБДС-130	ТБДС-127
Труба наружная										
Наружный диаметр, мм	48	57	73	75	89	50	110	108	130	127
Толщина стенки, мм	4	5	6	7	6	8	8	6	9	6
Материал	Сталь Д	Сталь Д	Сталь Д	Сплав Д16Т	Сталь Д	Сплав Д16Т	Сплав Д16Т	Сталь Д	Сплав Д16Т	Сталь Д
Труба внутренняя										
Наружный диаметр, мм	28	28	48	48	60	60	73	73	76	76
Толщина стенки, мм	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4
Труба в сборе										
Наружный диаметр замка, мм	55	57	75	75	92	92	116	116	130	130
Длина, мм	3000	4000	4000	4000	4000	4000	6000	6000	2500	2500
Масса, кг	16,5	28,0	49,2	26,0	62,4	38,0	87,0	108,0	40,0	60,0

11.5.3. Бурильные трубы для вращательного бурения глубоких скважин на нефть и газ

При бурении скважин на нефть и газ могут применяться как стальные бурильные трубы (табл.11.80-11.83), так и легкосплавные (табл. 11.84-11.87). Цифровая маркировка отечественных сплавов на основе алюминия состоит из четырех цифр и начинается с цифры 1, которая указывает на принадлежность сплава к алюминиевым. Вторая цифра указывает на принадлежность сплава к той или иной системе. Третья цифра маркировки обозначает порядковый номер сплава данной группы, а четвертая – принадлежность сплава к деформируемым или литейным (если эта цифра О или нечетная, то сплав деформируемый, если четная – литейный).

Сплавы системы Al-Cu-Mg (дюралюмины) – наиболее применяемые деформируемые термоупрочняемые.

Дюралюмины делятся на четыре подгруппы:

- «классический» дюралюминий ((Д1);
- дюралюминий повышенной прочности (Д16), отличающийся от сплава Д1 более высоким содержанием магния;
- дюралюмины повышенной жаропрочности (Д19, Д20, Д21 и ВД-17), главным отличием которых от сплава Д1 является увеличенное отношение содержания магния к содержанию меди;
- дюралюмины повышенной пластичности (Д18 и В65), которые отличаются от сплава Д1 пониженным содержанием всех или некоторых легирующих компонентов.

Таблица 11.80

Механические свойства стали для изготовления бурильных труб

Показатель	Группы прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление разрыву, МПа, не менее	637	687	735	784	882	980	1073
Предел текучести, МПа, не менее	373	490	539	637	735	882	980

Таблица 11.81

Основные характеристики стальных бурильных труб для бурения нефтяных и газовых скважин

Труба			Высадка		Муфта	Масса 1 м труб, кг с учетом высадки
Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Внешний диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	
С высадкой внутрь (ТБВ)						
42	5	32	42	22	57	4,70
50	5,5	39	50	28	65	6,25

63,5	6,0	51,5	63,5	40	83	8,77
60,3	7	46,3	60,3	32	80	9,28
	9	42,3	60,3	24		11,43
73	7	59,0	73	45		11,6
	9	55,0	73	34	95	14,4
	11	51,0	73	28		17,0
89	7	75	89	60		14,5
	9	71	89	49	108	18,1
	11	67	89	45		21,5
101,6	7	87,6	101,6	74		16,8
	8	85,6	101,6	70	127	18,9
	9	83,6	101,6	66		20,8
	10	81,6	101,6	62		22,8
114,3	7	100,3	114,3	82		19,0
	8	98,3	114,3	78		21,4
	9	96,3	114,3	74	140	23,8
	10	94,3	114,3	70		26,2
	11	92,3	114,3	68		28,5
127	7	113	127	95		21,3
	8	111	127	91		24,1
	9	109	127	87	152	26,8
	10	107	127	83		29,5
139,7	8	123,7	139,7	105		26,7
	9	121,7	139,7	101		29,7
	10	119,7	139,7	97		32,7
	11	117,7	139,7	91	171	35,7
	12	115,7	139,7	100		39,6
	13,5	112,7	139,7	98		43,5
168,3	9	150,3			197	44,8
	10	148,3				48,5
С высадкой наружу (ТБН)						
60,3	7	46,3	67,5	46,3	80	9,28
	9	42,3	67,5	42,3		11,43
73	7	59,0	81,8	59,0	95	11,6
	9	55,0	81,8	55,0		14,4
	11	51,0	81,8	51,0		17,0
89	7	75,0	97,1	75,0	108	14,5
	9	71,0	97,1	71,0		18,1
	11	67	97,1	67		21,5
101,6	8	85,6	114,3	85,6		18,9
	9	83,6	114,3	83,6	127	20,8
	10	81,6	114,3	81,6		22,8
114,3	8	98,3	127	98,3		21,4
	9	96,3	127	96,3	140	23,8
	10	94,3	127	94,3		26,2
	11	92,3	127	92,3		28,5
139,7	8	123,7	154	123,7		26,6
	9	121,7	154	121,7		29,6
	10	119,7	154	119,7	171	32,6
	11	117,7	154	117,7		35,6
С высадкой внутрь и конической стабилизирующим пояском (ТБВК)						
89	9	71,0	89,9	57	108	18,2
	11	67,0	89,9	54		21,5

101	9	83,6	101,9	68	127	20,9
	10	81,6	101,9	66		22,9
114,3	9	96,3	115,2	78		24,0
	10	94,3	115,2	76	140	26,4
	11	92,3	115,2	74		28,7
127	9	109,0	130,2	92	152	26,9
	10	107,0	130,2	90		29,6
130,7	9	121,7	140,2	104		30,0
	10	119,7	140,2	102	171	32,9
	11	117,7	140,2	100		35,8
С высадкой наружу и коническим стабилизирующим пояском (ТБНК)						
73	9	55,0	85,9	52		14,5
	11	57,0	85,9	48		17,1
89	9	71,0	101,9	68		18,2
	11	67,0	101,9	64		21,4
101	9	83,6	115,2	80,6		20,9
	10	81,6	115,2	78,6		22,9
114,3	9	96,3	130,2	93,3		24,0
	10	94,3	130,2	91,3		26,4
	11	92,3	130,2	89,3		28,7
С приваренными замками (ТБПВТ, ТБПВ)						
50	5,5	39	65	28		7,5
60,3	5,0	50,3	67	28		8,5
89,0	9	71,0	108	50		19,0
	10	69,0	108	455		22,2
114,3	7	100,3	165	100		21,6
	8	98,3	165	98		24,0
	9	96,3	165	96		26,4
	10	94,3	165	94		28,6
127,0	7	113,0	170	112		24,7
	8	111,0	170	110		27,4
	9	109,0	170	108		29,9
	10	107,0	170	104		32,5

Примечание. Длина труб нефтяного сортамента 11,5 м, геологоразведочных – 4,5 м

Таблица 11.82

Замки бурильных труб

Тип бурильного замка	Наименование	Область применения
ЗН	Замок с нормальным проходным отверстием	Для соединения труб с высаженными внутрь концами
ЗШ	Замок с широким проходным отверстием	Для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами
ЗУ	Замок с увеличенным проходным отверстием	
ЗШК	Замок с широким проходным отверстием с конической расточкой	Для соединения труб с высаженными внутрь концами с коническими стабилизирующими поясками
ЗУК	Замок с увеличенным проходным отверстием с конической расточкой	Для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами с коническими стабилизирующими поясками

Таблица 11.83

Параметры замков бурильных труб

Типоразмер замка	Обозначение замковой резьбы	Наружный диаметр ниппеля и муфты, мм	Ниппель		Муфта		
			внутренний диаметр, мм	общая длина, мм	длина, мм	внутренний диаметр, мм	общая длина, мм
3Н-80	3-66	80	25	240	70	36	240
3Н-95	3-76	95	32	260	88	45	260
3Н-108	3-88	108	38	275	96	58	275
3Н-113	3-88	113	38	276	96	58	275
3Н-140	3-117	140	58	305	108	78	305
3Н-172	3-140	172	70	340	120	98	340
3Н-197	3-152	197	89	365	127	122	365
3Ш-108	3-86	108	54	260	88	54	260
3Ш-118	3-101	118	62	275	96	62	275
3Ш-133	3-108	133	71	305	114	71	305
3Ш-146	3-121	146	80	305	102	80	305
3Ш-178	3-147	178	101	350	127	101	350
3Ш-203	3-171	203	127	365	127	127	365
3У-86	3-73	86	44	241	76	44	241
3У-145	3-121	146	82	311	114	82	311
3У-155	3-133	155	95	335	114	105	320
3У-185	3-161	185	120	335	127	132	340

Таблица 11.84

Физико-механические характеристики некоторых алюминиевых сплавов

Сплав	Предел прочности, 10^2 МПа	Предел текучести, 10^2 МПа	Относительное удлинение, δ_5, %	Теплопроизводительность, 10^2 Вт/(м·К)
Д16Т	4,4-4,9	3,2-4,1	12-16	1,2
АК8	4,7-5,1	3,9-4,3	10-14	1,6
АК4Т1	4,1-4,6	3,5-4,4	7-11	1,5
АВТ1	3,4-3,8	2,8-3,5	12-17	1,8
1953	5,3-5,7	4,9-5,3	7-9	1,5
1925-1	3,8-4,1	2,4-2,8	11-16	1,5
1915	3,5-3,7	2,2-2,6	11-16	1,5

Таблица 11.85

Легкосплавные бурильные трубы с утолщенными наружу концами

Размеры тела трубы, мм		Размеры утолщенной части, мм			
Наружный диаметр	Толщина стенки	Внутренний диаметр	Наружный диаметр	Длина переходной зоны	Длина утолщенной части
73	7	59	84		
89	7	75	100		
89	8	73	100		250±50
102	8	86	116		
102	9	84	116	450^{+150}_{-100}	
114	9	96	129		
114	10	94	129		
127	9	109	142		350^{+70}_{-50}
127	11	105	142		

Таблица 11.86

Легкосплавные бурильные трубы с утолщенными внутрь концами

Размеры тела трубы, мм		Внутренний диаметр утолщенной части, мм	Размеры тела трубы, мм		Внутренний диаметр утолщенной части, мм
Наружный диаметр	Толщина стенки		Наружный диаметр	Толщина стенки	
63	7	36	127	9	93
73	7	47	127	11	93
89	7	61	140	9	106
89	8	61	140	11	106
102	8	74	146	9	112
102	9	74	146	11	112
114	9	84	168	9	134
114	10	84	168	11	134

Таблица 11.87

Техническая характеристика ЛБТ из сплава Д16Т беззамковой конструкции

Параметры	Наружный диаметр трубы, мм						
	127*	146*	146*	146*	164**	168**	172*
Длина трубы, мм	12400	12400	12400	12400	11500	11500	11500
Толщина стенки, мм:							
трубы	11	9	11	13	9	11	13
утолщенных концов трубы	30	34	34	34	19,5	19,5	19,5
Длина утолщенных концов трубы, мм:							

со стороны муфты	350	350	350	350	250	250	250
со стороны ниппеля	350	350	350	350	250	250	250
Площадь сечения тела трубы, $см^2$	40,4	38,7	46,6	54,3	43,8	54,2	64,9
Растягивающая нагрузка, кН:							
допустимая	1050	1000	1200	1450	1150	1400	1700
предельная	1300	1250	1500	1800	1450	1750	2150
разрушающая (по пределу прочности0	1900	1800	2200	2550	2050	2550	3050
Вращающий момент, кН·м:							
допустимый	255	330	390	440	430	535	645
предельный	355	410	485	550	525	670	810
Внутреннее давление, МПа:							
допустимое	46	32	39	46	29	35	40
предельное	57	40	49	58	36	43	50
Масса, кг:							
трубы	153	196	200	220	153	183	213
1 м трубы	12,4	15,8	16,1	17,7	13,3	15,9	18,5

*Трубы с комбинированным наружно-внутренним утолщением концов.

*Трубы равнопроходные.

11.6. Расширители, калибраторы и переходники

Шарошечные расширители предназначены для калибровки стволов скважин при бурении в горных породах YII-XI категорий по буримости и для стабилизации бурильной колонны и породоразрушающего инструмента. Расширители можно использовать для проработки желобов и уступов, снижения интенсивности износа утяжеленных бурильных и колонковых труб, при комбинированном алмазно-твердосплавном-шарошечном бурении. Расширители рекомендуется включать в компоновку низа бурильной колонны и применять в комплекте с буровыми долотами диаметрами 59 и 76 мм (табл. 11.88).

Работа расширителей основана на принципе планетарно-эксцентрикового механизма, в котором твердосплавные штыри шарошек, взаимодействуя со стенкой, оказывают на породу дробяще-скалывающее воздействие. Калибрование скважины осуществляется тремя последовательно расположенными шарошками, установленными по отношению друг к другу под углом 120^0.

Техническая характеристика шарошечных расширителей

Тип расширителя	8РША-59	5РША-76
Наружный диаметр, мм	59	76
Сечение промывочных каналов, $см^2$	1,7	2,5
Присоединительная резьба	3-42	3-50
Допускаемая осевая нагрузка, кН	30	50
Максимальная частота вращения, $мин^{-1}$	500	500
Длина, мм	320	375
Масса, кг	3,5	8,0

При гидроударном бурении для калибрования ствола скважины, а также при разбуривании до следующего диаметра при необходимости посадки обсадной колонны используются специальные гидроударные расширители ГПИ70М и ГПИ132М. В конструктивной схеме гидроударно-шарошечных расширителей используется принцип «обкатывания» стенки скважины шарошками, прижатыми к ней радиальным усилием и имеющими некоторую свободу радиального смещения (табл. 11.89).

Снаряд для призабойного калибрования скважин ГПИ173-76 представляет собой комбинацию калибрующего расширителя с шарошечным долотом ГПИ151Р, рабочие элементы которого имеют свободу перемещения в радиальном направлении.

При спуске в скважину с зауженным участком ствола шарошки долота смещаются к центру и не участвуют в калибровании, которое осуществляется только калибровочным расширителем. При постановке на забой вследствие того, что забой имеет коническую форму, под действием осевой нагрузки и реакции забоя шарошки смещаются к периферии и выходят на заданный диаметр (77-78 мм) в течение 0,5-1 мин после постановки снаряда на забой (табл. 11.90).

Основные характеристики калибраторов и расширителей, оснащенных сверхтвердыми материалами, приведены в табл. 11.91.

Переходники геологоразведочные (табл. 11.92) служат для соединения бурильных труб с колонковыми и шламовыми трубами.

Переходники отсоединительные устанавливаются между колонной бурильных труб и колонковой трубой (табл. 11.93).

Таблица 11.89

Технические характеристики гидроударно-шарошечных расширителей

Тип расширителя	ГПИ70М	ГПИ132М
Максимальный наружный диаметр, мм:		
при разбуривании	-	98
при калибровании	119	78
Наружный диаметр корпуса, мм	106	70
Длина, мм	630	625
Масса, кг	38	22
Высота непрорабатываемой зоны скважины, мм	300	200
Натяг тарельчатых пружин, мм:		
при разбуривании	-	10-12
при калибровании	7-9	7-9
Ресурс работы расширителя (с комплектом ЗИП), ч	300	300
Параметры режима работы:		
Осевая нагрузка, кН:		
пари разбуривании	-	4-6
при калибровании	2-3	2-3
Частота вращения снаряда, мин$^{-1}$		
при разбуривании	-	230-340
при калибровании	150	150-230
Расход промывочной жидкости, л/мин:		
с гидроударником	200-250	180-220
без гидроударника	180-200	150

Таблица 11.90

Техническая характеристика снаряда ГПИ173-76

Область применения	Призабойное калибрование скважин в породах IX-XII категорий
Диаметр, мм:	
наружный по вооружению шарошек	77-78
корпуса снаряда	70
Длина, мм	505
Масса, кг	11
Минимальная проходка, обеспечивающая полную проработку ствола скважины, м	0,25
Тип долота	ГПИ151Р с опережающей центральной пикой и смещающимися шарошками

Таблица 11.91

Основные характеристики калибраторов и расширителей для геологоразведочного бурения, оснащенных сверхтвердыми материалами

Тип инструмента	Основное назначение	Основная область применения	Внешний диаметр, мм	Качество алмазов	Зернистость алмазов, шт./кар.	Масса алмазов, кар.	Разработчик
Однослойный алмазный расширитель РАСК		Плотные и слаботрещиноватые породы У-IX категорий по буримости	76,4	15а4Т4 СВ	30-20	10,1-5,2	ВИТР
Однослойный алмазный расширитель РЦК-1(3)	Для бурения КССК-76	Породы YI-X категорий по буримости	76,4	15а4Т4	50-20	4,6-11,4	Тул-НИГП
Однослойный алмазный расширитель РДТО	Для бурения двойными колонковыми трубами типа ТДН-2/о	Породы YI-X категорий по буримости	59,4 65,4 93,4	15а4Т4 СВ	30-20	7,2-10,8 9,6-14,4 9,5-14,4	ВИТР
Алмазный расширитель РТДН	Для бурения ДКТ ТДН-2		76,4			5,1-7,6	
Алмазный расширитель РУТ	Для бурения ДКТ ТДН-УТ		46,4 59,4 76,4			5,1-7,6 7,6-11,4 10,1-15,2	
Алмазный расширитель Р-02	Для бурения ССК-76		76,4			10,1-15,2	
Расширитель РЦК-3	Для бурения КССК-95	Породы YI-XI категорий	95,4		50-30	10,1-16,1	Тул-НИГП
Расширитель РЦК-5	Для бурения КССК-59	Породы YI-XI категорий	59,4		30-20	7,5-11,2	Тул-НИГП
Расширитель РСАТ	Для бурения ОКН	Породы YI-X категорий	46,4 59,4 76,4		50-30 30-20 30-20	4,3-5,2 7,6-11,4 9,6-13,4	Тул-НИТТП

Продолжение табл. 11.91

Расширитель РСА-1М	Для бурения ССК-59	Породы категорий	59,4		30-20	7,6-11,4	Тул-НИГП
Расширитель РСАМ1-76	Для бурения ССК-76	Породы IX-X категорий	76,4		30-20	9,6-513,4	Тул-НИГП
Однослойный алмазный калибратор КАНБ		Монолитные и слаботрещино-ватые породы средней абразивности VIII-XI категорий по буримости	59 76	15а4Т4СВ	50-20	13,6-34,2 18,2-45,6	ВИТР
Однослойный алмазный расширитель РСА	Для бурения одинарными наборами	Породы IX-X категорий по буримости малой и средней абразивности	46,4 59,4 76,4 93,4	15а3Т1 15а4Т4	50-20	5,1-7,6 7,0-11,4 11,1-15,2 12,7-19,0	ВИТР
Однослойный алмазный расширитель РСА-ОСВ	То же	Породы VIII-X категорий по буримости	59,4 76,4 93,4	СВ	50-20	6,0—12,0 10,0-16,0 12,0—20,0	ВИТР
Однослойный алмазный расширитель РСА-1	Для бурения ССК-59	Породы VII-X категорий по буримости	59,4	15а3Т1 15а4Т4 СВ	50-20	7,7-11,4	ВИТР
Однослойный алмазный расширитель Р-03	То же	Плотные и средне- и сильнотрещиноватые породы VIII-X категорий по буримости	46,4	15а4Т4 СВ	30-20	5,0-7,6	ВИТР
Расширитель РС-02	Для бурения ОКН	Породы VII-XI категорий	46,4 59,4 76,4 93,4 112,4 132,4				ИСМ

Таблица 11.92

Переходиики геологоразведочные

Тип соединения бурильиых труб		
Ниппельное соединение	Муфтовое соединение	Муфтовое соединение (на колонковую и шламовую трубы)
ПОА-32/33,5	П1-42/57	П3-42/73
ПОА-32/44	П1-42/73	П3-42/89
ПО-33,5/33,5	П1-42/89	П3-50/89
ПО-33,5/44	П1-42/108	П3-50/108
ПО-42/44	П1-50/73	П3-50/127
ПО-42/57	П1-50/89	-
ПОА-42/44	П1-50/108	-
ПОА-42/57	П1-50/127	-
ПО-54/57	П1-50/146	-
ПОА-54/57	П1-63,5/127	-
ПОА-68/73	П1-63,5/146	-
ПОА-68/89	П1-63,5/146	-

Таблица 11.93

Технические характеристики отсоединительных переходников

Тип переходника	ПО-46	ПО-59	ПО-76
Наружиый диаметр, мм	45,5	58,5	75,5
Длина, мм	235	294	330
Масса, кг	2,08	4,22	7,45

11.7. Буровые сальники и вертлюги

Буровой сальник служит для передачи потока очистного агента от нагнетательной магистрали насоса (компрессора) к ведущей бурильной трубе. Буровой сальник часто снабжается вертлюжной скобой. В этом случае буровой сальник именуют вертлюгом-сальником или просто вертлюгом. Основные характеристики буровых сальников представлены в табл. 11.94 и 11.95.

Таблица 11.94

Технические характеристики вертлюгов-сальников для геологоразведочных установок

Тип вертлюга-сальника	ВС-2,5	ВС-5	ВС-10	БИ159-80	БИ249-248
Грузоподъемность, МН	0,025	0,05	0,12	0,10	0,35

Продолжение табл. 11.94

Допускаемая кратковременная грузоподъемность, МН	-	-	-	0,17	0,50
Максимальное давление промывочной жидкости, МПа	5,0	5,0	55,0	0,4	6,0
Присоединительная резьба	Левая 42 и 50	Левая 50	Левая 63,55	ЗЛ-63,5	ЗЛ-76
Длина, мм	580	670	895	988	1515
Масса, кг	27,6	36,3	96,3	130	250

Таблица 11.95

Технические характеристики вертлюгов для установок глубокого бурения

Наименование	ШВ-5-75	БУ-75Бр	БУ-50	У6-310-1	ШВ-14-160	У6ШВ-14-160	ШВ-15-300	У6-300	У6-200
Номинальная грузоподъемность, тс	75	75	50	130	130	160	300	300	200
Максимальная частота вращения, $мин^{-1}$	150	170	300	200	350	300	350	100	250
Диаметр отверстия в стволе, мм	75	100	75	75	90	100	90	75	100
Максимальное давление жидкости, подаваемой через вертлюг, МПа	8,0	15,0	20,0	10,0	17,0	17,0	20,0	32,0	25,0
Высота вертлюга, мм	2660	2634	1815	3094	2770	2970	3020	3390	3166
Масса, кг	1060	1008	520	1775	1815	1990	2100	4230	2355

11.8. Вспомогательный буровой инструмент вращательного бурения

Основное назначение вспомогательного бурового инструмента – выполнение спускоподъемных операций. Характеристики стальных канатов приведены в табл. 11.96 и 11.97.

Таблица 11.96

Основные характеристики стальных канатов

Диаметр, мм					Площадь сечения всех проволок, $мм^2$	Расчетная масса 100 м смазанного каната, кг	Расчетный предел прочности проволоки при растяжении, кгс/$мм^2$							
							160			170			180	
							Разрывное усилие, кгс, не менее							
каната	центральной пряди (1-й проволоки)	1-го слоя (6 проволок)	2-го слоя (12 проволок)	3-го слоя (12 проволок)			суммарное всех проволок в канате	каната в целом	суммарное всех проволок в канате	суммарное всех проволок в канате	каната в целом	суммарное всех проволок в канате	суммарное всех проволок в канате	каната в целом
Канат типа ТЛК-О 6х31=186														
Проволок с органическим сердечником (прядь 1+6+12+12)														
25,5	1,2	1,10	1,10	1,65	263,46	250,4	42150	35800	44750	38000	47400	40250		
27,5	1,3	1,20	1,20	1,80	312,88	297,4	50050	42500	53150	45150	56300	47850		
29,5	1,35	1,25	1,25	1,90	345,18	328,1	55200	46920	58650	49850	62100	52750		
31,0	1,45	1,35	1,35	2,00	390,42	371,1	62400	53000	66350	56350	70250	59700		
33,0	1,50	1,40	1,40	2,20	450,48	428,2	72050	61200	76550	65050	81050	68850		
Канат типа ТЛК-О 6х37=222														
Проволоки с органическим сердечником (прядь 1+6+15+15)														
24,5	1,3	1,25	0,9	1,3	228,91	213,8	36600	31100	38900	33050	41200	35000		
26,0	1,4	1,35	1,0	1,4	269,97	252,1	43150	36650	45850	38950	48550	41250		
28,0	1,5	1,4	1,055	1,5	302,34	282,4	48350	41050	51350	43600	54400	46200		
30,0	1,6	1,5	1,1	1,6	341,82	319,2	54650	46450	58100	49350	61500	52250		
32,0	1,7	1,6	1,2	1,7	391,98	366,1	62700	53250	66600	56600	70550	59950		
Канат типа ЛК-3 6х25=150														
Проволок с металлическим сердечником 7х7=49 проволок (прядь 1+6+12)														
25,5					307,38	274,1	49150	41750	52250	44400	53300	47000		
27,0					343,63	306,5	54950	46700	58400	49600	61850	52500		
30,0					422,62	376,9	67600	57450	71800	61000	76050	64600		
					508,98	453,9	81400	69150	86500	73500	91600	77850		
Канат типа ЛК-3 6х25=150														
Проволок с органическим сердечником (прядь 1+6+6+12)														
25,0					241,09	227,4	38550	32800	40950	34800	43350	36850		
26,5					272,64	257,2	43600	37050	46300	39350	49050	41650		
28,0					305,47	288,2	48850	41550	51900	44100	54950	46700		
31,0					376,07	354,8	60150	51100	63900	54300	67650	57500		
Канат двойной свивки типа ТК конструкции 6х19 (1+6+12)+ 1 о.с.														
25,5					230,76	2265,0	36900	31350	39200	33300	41500	34300		
27,0					260,41	2555,1	41650	35400	44850	37600	46850	38750		
28,0					291,84	2860,0	46650	39650	49600	42150	52500	43400		

Продолжение табл. 11.96

32,0				360,06	3530,0	57600	48950	61200	52200	64800	53600
Канат типа ЛК-О 6х36=216 проволок с органическим сердечником (прядь 1+7+х7+14)											
25,0				251,78	234,9	40250	33000	42800	35050	45300	37100
26,5				282,31	263,4	45150	37000	47950	38300	50800	41650
28,5				324,54	302,8	51900	42550	55150	45200	58400	47850
30,5				369,15	344,4	59050	48400	62750	51450	66400	54400
32,0				419,94	381,8	67150	55050	71350	58500	75550	61950

Таблица 11.97

Основные характеристики стальных канатов

Канат	Диаметр, мм						Площадь сечения всех проволок в канате, мм²	Расчетная масса 100м смазанного каната, кг	Временное сопротивление разрыву, кгс/мм²							
	Проволоки								160			170			180	
	центрально-го сердечника	в центральной пряди	1-го слоя (6 проволок)	2-го слоя		3-го слоя (12 проволок)			Разрывное усилие, кгс, не менее							
				большого размера (6 проволок)	малого размера (6 проволок)				суммарное всех проволок в канате	канат в целом	суммарное всех проволок в канате	канат в целом	суммарное всех проволок в канате	канат в целом	суммарное всех проволок в канате	канат в целом
ЧМТУ 105-64. Канаты стальные, круглопрядные. Канат (Трос) типа ЛК-РО 6х31=186 проволок с металлическим сердечником 7х7=49 проволок (прядь 1+6+6х6+12)																
25	1,0	1,35	1,30	1,20	0,85	1,60	300,64	266	48100	40880	51100	43440	54110	45990		
28	1,1	1,55	1,45	1,30	1,00	1,80	379,26	338	60680	51570	64470	54800	68260	58020		
32	1,25	1,70	1,60	1,50	1,10	2,0	464,99	415	73490	63230	7040	67190	83690	51140		
35	1,35	1,85	1,75	1,65	1,20	2,20	564,23	505	90270	76730	95910	81530	101560	86320		
38	1,50	2,00	1,90	1,80	1,30	2,40	671,61	598	107450	91330	114170	97040	120880	102750		
ЧМТУ 106-64. Канаты стальные, круглопрядные. Канат (Трос) типа ЛК-РО 6х31=186 проволок с органическим сердечником (прядь 1+6+6х6+12)																
25		1,35	1,30	1,20	0,85	1,60	262,18	245	41940	35650	44570	37880	47190	40110		
28		1,55	1,45	1,30	1,00	1,80	332,71	300	53230	45240	56560	48070	58880	50900		
32		1,70	1,60	1,50	1,10	2,00	409,62	380	65530	55700	69630	59190	73730	62670		
35		1,85	1,75	1,65	1,20	2,20	494,01	464	79040	67180	83980	71380	88920	75580		
38		2,00	1,90	1,80	1,30	2,40	585,37	545	93650	79610	99510	84580	105360	89650		
ГОСТ 7669-69. Канаты стальные. Канат (Трос) типа ТЛК-РО 6х36=216 Проволок с металлическим сердечником 7х7=49 проволок (прядь 1+7+ 7х7+12)																
24,5	1,0	1,55	1,15	1,15	0,85	1,4	291,41	256,5	46600	37700	49500	40050	52450	42450		
26,5	1,1	1,65	1,2	1,2	0,9	1,5	330,12	290,6	52800	42750	56100	45400	59400	48100		
28,0	1,15	1,75	1,3	1,3	0,95	1,6	376,09	331,1	60150	48700	63900	51750	67650	54750		
35,0	1,4	2,2	1,65	1,65	1,2	2,0	590,1	520,1	94500	76500	100400	81300	106300	86100		

Талевый блок – подвижная часть талевой системы. Он подвешивается к кронблоку на талевом канате и соединяется с бурильными или обсадными трубами с помощью вертлюжной скобы, крюка или элеватора (табл. 11.98-11.104).

Таблица 11.98

Техническая характеристика талевых блоков для колонкового бурения

Тип талевого блока	БИ249-143	БИ249-137	БИ249-192А	БИ249-138А	БИ249-198А	БИ249-197А
Грузоподъемность, МН	0,1	0,1	0,12	0,2	0,25	0,35
Допускаемая кратковременная грузоподъемность, МН	0,16	0,16	0,16	0,32	0,37	0,50
Диаметр, мм:						
ролика	440	440	530	440	530	530
каната	17	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
Число роликов	1	1	1	2	2	3
Габариты, мм	880х550х150	865х550х150	1060х636х228	877х550х240	1080х636х310	1080х636х508
Масса, кг	155	155	325	237	426	530

Таблица 11.99

Техническая характеристика талевых блоков для буровых установок глубокого бурения

Параметры	Тип талевых блоков						
	БУ-80	У4-130-3	У4-125	У4-200-4	У4-200-5	ТБН6-300	У4-300
Номинальная грузоподъемность, тс	80	130	125	200	200	300	300
Число канатных шкивов	45	5	5	6	6	6	6
Диаметр шкива по дну канавки, мм	1100	900	900	1390	1390	1000	1380
Профиль канавок шкивов под канат диаметром, мм	28	28	28	35	35	32	38
Расположение канатных шкивов	Одноосное		На двух осях	Одно-осное	На двух осях	Одно-осное	На двух осях
Диаметр оси, мм	170	170	170	260	260	220	2670
Высота, мм	1980	2065	2304	2560	2990	2685	3162
Ширина по оси, мм	886	830	1401	1216	1682	1125	1924
Ширина по шекам, мм	1240	1045	1092	1550	1550	1160	1572
Общая масса, кг	5090	2215	4600	8820	10870	4820	10335

Таблица 11.100

Техническая характеристика вертлюжных скоб

Тип	БИ249-89-00	БИ249-144-00	БИ249-147-00	БИ249-146-00	БИ249-192-00
Грузоподъемность, МН	0,01	0,05	0,10	0,20	0,35
Габариты, мм	230х108	550х165	835х175	918х238	1135х245
Масса, кг	3,2	28,5	45,0	115,0	202,0

Таблица 11.101

Кольцевые элеваторы для бурильных геологоразведочных труб

Типоразмер элеватора	Номинальная грузоподъемность элеватора, МН	Вид соединения бурильных труб	Диаметр бурильных труб, мм	Диаметр корпуса, мм	Длина, мм	Масса, кг
1Н-33,5	0,01	Ниппельное	33,5	65	270	2,5
1Н-42	0,01	-«-	42	75	290	3,0
2,5Н-33,5	0,025	-«-	33,5	70	475	7,1
2,5Н-42	0,025	-«-	42	80	490	7,6
2,5Н-50	0,025	-«-	50	90	510	8,4
2,5М3-42	0,025	Муфтовое	42	95	500	8,6
5Н-50	0,05	Ниппельное	50	95	570	14,0
5М3-42	0,05	Муфтовое	42	100	560	14,8
5М3-50	0,05	-«-	50	105	570	15,3
5М3-63,5	0,05	-«	63,5	125	690	16,5
7,5М3-50	0,075	-«-	50	115	470	30,8
7,5М3-63,5	0,075	-«-	63,5	130	490	31,8
10М3-50	0,100	-«-	50	120	470	19,6
10М3-63,5	0,100	-«-	63,5	135	490	22,1
15М3-50	0,150	-«-	50	130	540	30,8
155М3-63,5	0,150	-«-	63,5	140	560	31,8

Таблица 11.102

Технические характеристики полуавтоматических элеваторов

Тип элеватора	М3-50-80-2	«Уралец-22»	«Урал-2»	«Урал-12»	Э-18/50
Захватный орган	Седло в корпусе элеватора		Подвижные кулачки		
Грузоподъемность, МН:					
номинальная	0,12	0,22	0,75	0,125	0,18
максимальная	0,20	0,32	0,14	0,20	0,26
Диаметр, мм:					
проходного отверстия корпуса	87	87	70	70	70
бурильных труб	42; 50	42; 50	50	42; 50	50
Габариты, мм	239х230х660	220х220 х77	200х175х 660	230х230х 710	220х220х 705
Масса, кг	30	70	40	60	55

Таблица 11.103

Техническая характеристика полуавтоматического элеватора ЭН2-20

Элемент комплекса	Элеватор	Наголовники			
	ЭН2-20	Р-70/100 для труб КССК-76	М-50-20 для замков 3-50	М-42/20 для замков 3-42	ЛБТН-54/20 для труб ЛБТН-54
Грузоподъемность, МН:					
номинальная	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
максимальная	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Допустимая кратковременная нагрузка, МН	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Габариты, мм:					
в плане	240х248	110	110	110	110
высота	710	168	215	214	226
Масса, кг	57	5,6	6,25	6,15	6,30

Таблица 11.104

Техническая характеристика буровых крюков

Параметры	Тип крюков					
	БУ-75	БУ-80	УБ-130-2	УБ-200-1	УБ-200-3	КТ-300
Номинальная грузоподъемность, тс	75	80	130	200	200	300
Максимальная грузоподъемность, тс	100	120	160	250	320	350
Конструкция крюка	Литой трехрогий	Литой трехрогий	Пластинчатые, трехрогие			
Диаметр зева среднего рога, мм	170	170	170	220	180	220
Диаметр боковых рогов, мм	85	85	115	140	90	150
Ход пружины, мм	145	145	145	145	200	145
Диаметр ствола, мм	-	-	136	150		
Диаметр шаров опоры, мм	-	-	32	60	60	60
Число шаров в опоре	-	-	36	24	24	24
Высота, мм	-	2115	2530	3250	3455	3100
Ширина, мм	-	570	840	1105	915	1040
Ширина по боковым рогам, мм	-	515	560	630	720	720
	-	515	560	630	720	720
Общая масса, кг	750	795	1605	32309	450	4170

Для механизации операций свинчивания-развинчивания бурильных труб (диаметрами 42,50 и 63,5 мм), труб КССК-76, а также УБТ (диаметрами 73,89 и 108 мм) применяется труборазворот РТ-1200М. Технические характеристики трубопроводов РТ-1200М и РТ-300 приведены ниже.

Техиическая характеристика труборазворота РТ-1200М

Максимальный крутящий момент, Н·м	3500
Частота вращения водила, мин$^{-1}$	75
Время свинчивания и развинчивания, с	4-5
Тип редуктора	Двухступенчатый с цилиндрическими зубчатыми парами
Передаточное отношеиие редуктора	19
Диаметр проходного отверстия, мм	205
Электродвигатель: фланцевый АОПС 2-31-4В с влагостойкой изоляцией класса В и клеммной коробкой К-3	
мощность, кВт	3
частота вращения, мин$^{-1}$	1350
Габариты, мм	885х495х376
Масса (без вилок), кг	246

Техническая характеристика труборазворота РТ-300

Диаметр, мм:	
проходного отверстия	140
бурильных труб муфтового и ииппельного соединеиий	42 и 50
Крутящий момент, Н·м	2200
Привод:	
тип	Гидродвигатель Г15-22 (МГ-152) аксильноопоршневой
расход масла, см^3/об	18
Крутящий момент (Н·м) при рабочем давлении 5 МПа	12,5
Наибольшее число оборотов в 1 мин	2100
Способ управления	Золотниковый
Габариты	6655х468х550
Масса, кг:	
без ведущих и подкладных вилок	116
полная	154

Количество подвижных ветвей (струн) талевой оснастки (системы) m_c можно рассчитать по следующей зависимости:

$$m_c = \left[\frac{ln\left(1 - \frac{G_{кр}(1-\eta_ш)}{G_{лн} \cdot \lambda_п \cdot \eta_ш}\right)}{ln\,\eta_ш} \right] + 1 \qquad (11.37)$$

где квадратные скобки означают целую часть числа $\frac{l_n(...)}{l_n\eta_ш}$, в них заключенного;

$\eta_ш$ - КПД одного шкива, $\eta_ш \approx 0{,}98$:;

$\lambda_п$ - коэффициент длительной перегрузки приводящего двигателя лебедки: для ЭДВ $\lambda_п = 1{,}3$: для ДВС $\lambda_п = 1{,}1\text{-}1{,}15$:

$G_{кр}$ - нагрузка на буровой крюк (элеватор), Н;

$G_{лн}$ - номинальная грузоподъемность лебедки, Н.

П р и м е р. Пусть $G_{кр} = 100000$Н, $G_{лн} = 25000$ Н; $\lambda_п = 1{,}3$ (электродвигатель); $\eta_ш = 0{,}98$. Тогда

Тогда $\left[\frac{l_n\left(1 - \frac{100000(1-0{,}98)}{25000 \cdot 1{,}3 \cdot 0{,}98}\right)}{l_n 0{,}98} \right] + 1 = [3{,}21] + 1 = 3 + 1 = 4$.

11.9. Инструмент и приспособления для ударно-канатного бурения

Инструмент и приспособления для ударно-канатного бурения можно разделить на следующие группы.

Технологический, или рабочий, буровой инструмент:

- ударное долото (или желонка);
- ударная штанга;
- рабочая раздвижная штанга (или ножницы, или яссы, или ясы);
- выбивная (или верняя ударная, или ударно-выбивная) штанга;
- переводники (переходники) резьбовые;
- канатный замок (или ропсокет);
- стальной канат;
- расширитель;
- желонка;
- грейфер

Вспомогательный буровой инструмент

- инструментальные ключи (для цепного рычага – с вилками на концах, для затяжной трещотки – без них);
- рычаг с цепью;

- затяжная трещотка;
- отводные крюки или пеньковый канат;

Инструмент для посадки и извлечения обсадных труб (вспомогательный инструмент для обсадных труб):

- домкраты;
- талевая система;
- забивные башмаки обсадных труб;
- забивные головки;
- забивной снаряд;
- хомуты;
- труборезы (если трубы извлечь не удается);
- выбивной снаряд;
- выбивная головка;
- ключи шарнирные и цепные

Приспособления для погружения и извлечения обсадных труб – вибромеханизмы (вибраторы и вибромолоты).

Аварийный буровой инструмент:

- ловильный инструмент; однорогий ерш, двурогий (или вилкообразный) ерш, ловильная вилка, ловильный крючок, шлипсы (ловители) для ловли за ловильные кольца и за резьбовой конус (шлипсовая муфта): ловильный колокол, паук, труболовка;
- аварийная раздвижная штанга;
- выбивная штанга;
- переводники;
- канатный замок;
- стальной канат;
- крюк-нож;
- канаторезка;
- ударник (или отбойник);
- боковое долото (или шпод);
- оправка для обсадных труб.

Основные характеристики инструмента ударно-канатного бурения приведены в табл. 11.105 – 11.114.

Таблица 11.105

Основные характеристики ударных долот

Диаметр долота, по лезвию, мм	Диаметр шейки долота, мм	Размер квадрата под ключ, мм	Длина от лезвия до шейки долота, мм	Общая длина долота, мм	Масса, кг
Долота плоские					
148	112	84	310	650	42
198	140	102	365	750	70
248	165	128	420	850	120
298	165	128	470	900	140

345	188	140	530	1000	180
395	188	140	580	1050	220
445	220	152	550	1100	280
495	220	152	600	1150	340
595	220	152	650	1200	450
695	220	152	750	1300	520
Долота крестовые					
148	112	84	660	1000	66
198	140	102	715	1100	140
248	165	128	770	1200	210
298	165	128	770	1200	230
345	188	140	830	1300	350
395	188	140	830	1300	390
445	220	152	850	1400	580
495	220	152	950	1500	690
595	220	152	950	1500	980
Долота округляющие					
148	112	84	810	1150	85
195	140	120	815	1200	120
245	165	128	870	1300	200
295	165	128	870	1300	310
345	188	140	880	1350	370
395	188	140	880	1350	398
445	220	152	950	1500	596
495	220	152	950	1500	700
595	220	152	950	1500	900
695	220	152	950	1500	1400
Долота двутавровые					
148	112	84	310	650	42,5
198	1450	102	365	750	70
248	165	128	420	850	93
298	165	128	470	900	120
345	188	140	530	1000	180
395	188	140	580	1060	200
445	220	152	550	1100	320
495	220	152	600	1150	400
595	220	152	650	1200	440
695	220	152	750	1300	520
975	220	152	860	1400	570
850	220	152	950	1500	630

Таблица 11.106

Основные характеристики желонок

Наружный диаметр желоночного башмака, мм	Наружный диаметр корпуса	Высота желоночного башмака, мм	Общая длина желонки, мм	Масса, кг
Желонки с одностворчатым клапаном				
120	114	39	6175	95
173	168	55	4475	181
225	219	62	4550	248
285	273	80	4590	334
335	325	60	4580	409
390	377	70	4720	522
435	426	75	4800	635
540	529	80	3900	800
Желонки с двустворчатым клапаном				
335	325	60	4580	409
390	377	70	4720	522
435	426	75	4800	635

540	529	80	3900	800
Желонки с полусферическим клапаном				
130	127	-	3230	85
172	168	-	3240	115
224	219	-	3450	200
280	273	-	3450	248
Желонки с окнами				
170	168	60	3000	100
223	219	70	3500	130
283	273	70	4000	180
322	325	80	4000	215

Таблица 11.107

Основные характеристики ударных штанг

Внешний диаметр, максимальный, мм	Размер квадрата под ключ, мм	Общая длина, мм	Масса штанг, кг	
			гладкоствольных	с высаженгными концами
112	84	6000	460	270112
84	4000	303	183	112
84	2000	235	-	140
102	6000	704	400	140
102	4000	464	272	140
102	2000	330	-	165
128	6000	990	630	165
	128	4000	600	3809
165	128	2000	320	-
188	140	6000	1290	790
188	140	4000	845	545
188	140	2000	410	-
220	152	6000	-	910
220	152	4000	1120	670
220	152	2000	530	-

Таблица 11.108

Основные характеристики раздвижных штанг

Максимальный поперечный размер, мм	Диаметр высаженного конца, мм	Размер квадрата под ключ, мм	Длина в раздвижном состоянии, мм	Масса, кг
120	112	84	1620	112
160	140	102	1795	166
190	165	128	1920	245
220	188	140	2030	340
260	220	152	2235	490

Таблица 11.109

Основные характеристики канатных замков

Максимальный диаметр, мм	Размер квадрата под ключ, мм	Масса, кг
112	84	37,7
140	102	55,8
165	128	77,2
188	140	95,0
220	152	127,0

Таблица 11.110

Основные характеристики резьбовых переводников

Внешний диаметр переводника со стороны резьбы, мм		Общая длина, мм	Масса, кг
внутренний	наружный		
140	112	650	50
165	140	750	88
188	140	775	112
188	165	800	120
220	165	880	165
220	188	900	173

Таблица 11.111

Основные характеристики забивных головок

Наружный диаметр труб, мм	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр (диаметр отверстия),мм	Высота, мм	Масса, кг
Многоступенчатые головки				
273, 325 и 377	400	175	210	94
426, 473 и 538	550	175	200	256
630 и 720	750	175	225	412
Резьбовые головки				
168	216	150	210	21
219	275	200	242,5	36
273	336	252	292	57
325	395	303	338	99
377	445	352	358	103
426	495	405	378	125

Таблица 11.112

Основные характеристики трубных башмаков

Внешний диаметр, мм		Внутренний диаметр башмака, мм	Высота башмака, мм	Масса, кг
обсадной трубы	башмака			
168	192	155	175	11
219	243	205	255	19
273	294	255	275	30
325	346	307	325	44
377	396	356	360	57
426	447	407	400	77

Примечание.
Если колонну при ее посадке поворачивают, то рекомендуется применять башмаки фрезерного (зубчатого) типа.

Таблица 11.113

Основные характеристики трубных хомутов

Наружный диаметр труб, мм	Внутренний диаметр в свободном состоянии, мм	Толщина стенки хомута, мм	Высота стенки хомута, мм	Общая длина хомута, мм	Зазор между стенками в свободном состоянии, мм	Масса, кг
168	170	20	150	640	15	41
219	220	20	150	680	20	43,3
273	275	22	200	750	25	64,8
325	325	22	200	800	25	70
377	375	22	200	850	30	75
426	430	22	200	900	30	81
473	480	25	250	950	40	90,7
530	535	25	250	1000	50	131
630	640	25	250	1100	50	147
720	745	25	250	1200	60	157,7
820	845	25	250	1300	60	177,5

Таблица 11.114

Основные характеристики инструментальных ключей

Размер зева ключа, мм	Толщина ключа, мм	Общая длина ключа, мм	Масса, кг	Диаметр шейки инструмента, мм
84	80	1435	67	112
102	90	1470	101	140
128	100	1495	115	165
140	100	1505	119	188
152	120	1742	152	220

ГЛАВА 12

Очистные агенты

12.1. Типы, виды и состояния очистных агентов

Очистные агенты поделены на 9 основных типов. Типы подразделяются на виды. Виды делятся на рецептуры (табл. 12.1).

Горные породы в зависимости от их подверженности воздействию буровых растворов разделены на 5 типов: глинистые, хемогенные, гранулярные породы-коллекторы, твердые (не склонные к обвалообразованию) и многолетнемерзлые породы (табл. 12.2-12.5). Характеристика основных химреагентов представлена в табл.12.6.

Очистные агенты, циркулируя по скважине (рис. 12.1), охлаждают породоразрушающий инструмент, а также транспортируют разрушаемую породу с забоя на поверхность. Кроме этого очистные агенты могут закреплять неустойчивые стенки скважин в процессе бурения (до момента установки обсадных труб), а при необходимости решать другие задачи – приводить в действие забойные машины, снижать трение и вибрацию бурильных труб, производить гидроразрыв пласта и доставку в трещины расклиночного материала и т. п.

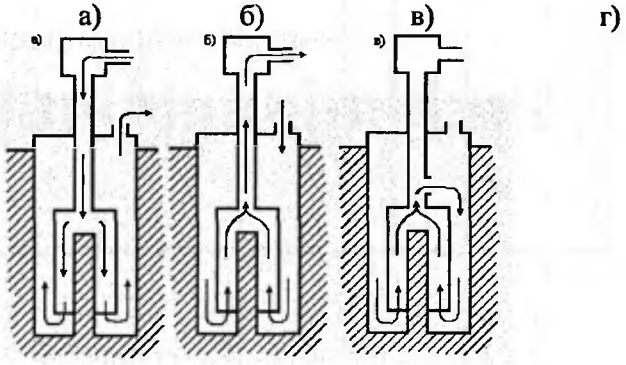


Таблица 12.1

Классификация очистных агентов

Тип	Вид	Рецептура		Предел термостойкости, ^{0}C	Предельно допустимая концентрация в пластовом флюиде		Регламентируемый состав фильтрата по содержанию солей	
		Компонентный состав бурового раствора	Расход химических реагентов и материалов, кг/м^3		NaCl, г/л	Ca^{2+}, Mg^{2+}, мг/л	общий, г/л	Ca^{2+}, Mg^{2+}, мг/л
1.	1.1. Гуматный	1.1.1. Бентонит УЩР Вода	 50-60 10-40 970-940	140	20-30	300	-	-
		1.1.2. Бентонит УЩР Бихроматы или хроматы натрия или калия Вода	 50-60 10-40 0,2-0,5 970-940	160	20-30	200	-	-
		1.1.3. Бентонит УЩР $CaCl_2$ Вода	 30-50 20-30 0,5-0,9 970-950	140	20-30	300	-	-
	1.2. Полисахаридны	1.2.1. Бентонит КМЦ Нитролигнин Вода	 50-60 3-5 2-3 975-970	100	30	200	-	-
		1.2.2. Бентонит КМЦ Игетан Вода	 50-60 3-5 2-5 975-970	100	30	200	-	-
		1.2.3. Бентонит КМЦ ПФЛХ Вода	 50-60 3-5 4-5 975-970	120	50	200	-	-
		1.2.4.						
		Бентонит КМЦ Фосфаты (ГМФН, ТПФН) Вода	5-60 3-5 0,5-1,5 980--970	70	30	-	-	-
2	2.1	2.1.1 Бентонит ССБ (КБП, КБЖ) NaOH $Ca(OH)_2$ Вода	 80-100 25-30 5-7 3,5-5 940-925	110	30-50	-	-	200-300
		2.1.2 Бентонит ССБ (КБП, КБЖ) NaOH $Ca(OH)_2$ КССБ Вода	 80-100 25-30 5-7 3,5-5 20-30 920-895	110	30-50	-	-	200-300
		2.1.3 Бентонит ССБ (КБП, КБЖ) NaOH $Ca(OH)_2$ КМЦ Вода	 80-100 20-30 5-7 3,5-5 3-5 940-920	110	30-50	-	-	200-300
		2.1.4 Бентонит КССБ NaOH $Ca(OH)_2$ Вода	 80-100 40-50 3-5 3,5-5 925-905	110	30-50	-	-	200-300
		2.1.5 Бентонит ФХЛС NaOH $Ca(OH)_2$ Вода	 80-100 40-50 5-7 3,5-5 925-905	110	30-50	-	-	200-300
		2.1.6 Бентонит ФХЛС NaOH $Ca(OH)_2$ КМЦ Вода	 80-100 20-30 5-7 3,5-5 2-3 945-925	110	30-50	-	-	200-300

Продолжение табл. 12.1

		2.1.7 Бентонит Оксил NaOH $Ca(OH)_2$ Вода	 80-100 25-30 5-7 3,5-5 940-925	110	30-50	-	-	200-300
		2.1.8 Бентонит Оксил NaOH $Ca(OH)_2$ КССБ	 80-100 25-30 5-7 3,5-5 20-30 920-895	110	30-50	-	-	200-300
		2.1.9 Бентонит Оксил NaOH $Ca(OH)_2$ КМЦ Вода	 80-100 15-20 5-7 3,5-5 2-3 950-935	110	30-50	-	-	200-300
	2.2 Лигосульфонатный и полимерлигно-сульфонвтный	2.2.1 Бентонит Оксил NaOЦ КМН Вода	 40-50 10-15 3-5 3-5 970-960	160	20-30	300	-	-
		2.2.2 Бентонит Оксил NaOH КССБ Вода	 40-50 20-30 3-5 20-30 945-920	1280	20-30	600	-	-
		2.2.3 Бентонит Оксил NaOH Полиарилаты (метас, М-14, гипан) Вода	 40-50 10-15 2-3 3-5 970-960	200	20-30	200	-	-
		2.2.4 Бентонит	 40-50					

		КССБ NaOH Вода	40-50 1-2 945-930	180	20-30	600	-	-
		2.2.5 Бентонит ФХЛС КМЦ NaOH Вода	 40-50 20-30 3-5 3-5 960-945	160	20-30	300	-	-
		2.2.6 Бентонит ФХЛС КССБ NaOH Вода	 40-50 20-30 20-30 3-5 945-920	180	20-30	600	-	-
		2.2.7 Бентонит ФХЛС Полиарилаты NaOH Вода	 40-50 20-30 3-5 3-5 960-945	200	20-30	200	-	-
	2.3 Недиспергирующий	2.3.1. Бентонит КМЦ ГКЖ-10(11) Вода	 50-60 1-2 5-6 975-965	160	100	300	-	-
		2.3.2 Бентонит ПАА ГКЖ-10(11) Вода	 30-40 0,1-0,4 2-4 988-983	100	20-30	200	-	-
		2.3.3 Бентонит КССБ ГКЖ-10(11) Вода	 50-60 3-6 5-6 970-967	180	100	300	-	-
3	3.1 Гипсоизвестковый	Бентонит Оксил (ФХЛС) $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ $Ca(OH)_2$ КМЦ-600 (КССБ) NaOH Вода	80-100 20-30 15-20 1-3 3-5(20-30) 3-5 960-915	160	20-30	-	-	1200-1500

Продолжение табл. 12.1

	3.2 Хлоркальциевый	Бентонит КССБ КМЦ-600 $Ca(OH)_2$ $CaCl_2$ Вода	100-120 25-30 10-20 2-5 5-6,5 920-900	100	50-100	-	-	2000-2500
	3.3 Хлоркалиевый	3.3.1 Бентонит КССБ КМЦ КОН КС1 Вода	50-80 30-50 3-5 3-6 30-50 930-885	160	50-100	300	-	-
		3.3.2 Бентонит Крахмальный реагент (МК, ЭКР) КОН КС1 Вода	50-80 10-15 3-6 30-50 955-925	130	50-100	300	-	-
		3.3.3 Бентонит Полиактилаты КОН КС1 Вода	50-80 10-15 3-6 30-50 955-925	200	50-100	200	-	-
	3.4. Малосиликатный	3.4.1 Бентонит Na_2SiO_3 КМЦ Вода	80-100 20-50 10-20 950-890	180- 190	До насы-щения	350	-	-
		3.4.2 Бентонит Na_2SiO_3 МК(ЭКР) Вода	80-100 20-50 10-20 950-890	130	До насы-щения	350	-	-
		3.4.3 Бетонит Na_2SiO_3	80-100 20-50					

		Полиактилаты Вода	10-20 950-890	180	До насы-щения	200	-	-
4	4.1 Хлоркалиевый	4.1.1 Бентонит КССБ КМЦ КОН КС1 Вода	50-80 30-50 5-10 3-6 50-70 920-870	160	50-100	300	-	-
		4.1.2 Бентонит МК (ЭКР) КОН КС1 Вода	50-80 10-15 3-6 50-70 945-915	130	50-100	300	-	-
		4.1.3 Бентонит КМЦ КОН КС1 Вода	50-80 10-15 3-6 50-70 945-915	160	50-100	300	-	-
		4.1.4 Бентони Полиакрилаты КОН КС1 Вода	50-80 10-15 3-6 50-70 945-915	200	50-100	200	-	-
	4.2 Хлоркальциевый	4.2.1 Бентонит КССБ КМЦ-600 $Ca(OH)_2$ Вода	80-100 20-30 10-20 2-5 6,5-10 935-905	100	50-100	-	-	2500-3500
	4.3 Малосиликатносоле-вый	4.3.1 Бентонит КМЦ Na_2SiO_3 NaCl Вода	80-100 10-25 20-50 102-155 905-855	160	До насы-щения	300	-	-

Продолжение табл. 12.1

	4.4 Минерализованный	4.4.1 Бентонит (палыгорскит) МК (ЭКР) NaCl NaOH Вода	 100-120 (60-80) 10-20 103-157 3-5 920-875	130	*	500	-	-
		4.4.2 Бентони (палыгорскит) КМЦ NaCl NaOH Вода	 100-120 (60-80) 10-20 103-157 3-5 920-875	160	*	300	-	-
		4.4.3 Бентони (палыго скит) Палиакрилаты NaCl NaOH Вода	 100-120 (60-80) 10-20 103-157 3-5 920-875	200	До насы-щения	200	-	-
5	5.1 Известковобитумный	5.1.1 Дизельное топливо Битум высокоокисленный Известь Вода Сульфонол	 585 160 320 62 12	220	*	До насы-щения	-	-
	5.2 Инвертный эмульси-онный	5.2.1 Дизельное топливо или нефть (л) СМАД (л) Эмультад (л) Бентонит Вода $CaCl_2$ или $MgCl_2$	 450 30-40 15-20 10-15 410-395 235-225	70	*	*	-	-
		5.2.2 Дизельное топливо или нефть (л) СМАД (л) Эмультал (л)	 450 30-40					

		Бетонит Битум высокоокисленный Вода CaCl или $MgCl_2$	15-20 10-15 10 400-385 230-220	100- 150	*	*	-	-
		5.2.3 Дизельное топливо или нефть (л) СМАД (л) Эмульытал (л) Бентонит Битум высокоокисленный Вода CaCl или $MgCl_2$	 450 30-40 15-20 10-15 20 390-370 225-210	120- 130	*	*	-	-
		5.2.4 Дизельное топливо или нефть (л) СМАД (л) Эмульытал (л) Бентонит Битум высокоокисленный Вода CaCl или $MgCl_2$	 450 30-40 15-20 156-20 30 380-360 220-210	150	*	*	-	-
		5.2.5 Дизельное топливо или нефть (л) ИКБ-2 Вода CaCl или $MgCl_2$ Мел высокодисперсный	 420 40 420 245 40	150	До насы-щения	До насы-щения	-	-
		5.2.6 Дизельное топливо (л) СМАД (л) Известь (окись кальция) Бетонит АБДМ-хлорид $CaCl_2$ Вода	 355 50 30 25 10 213 475	150	*	*	-	-
		5.2.7 Нефть СПСК$_{C20}$ $CaCl_2$ NaOH ГКК-10 (11) Вода	 49 10 190 1-2 15-20 314-308	120- 130	*	*	-	-

Продолжение табл. 12.1

	5.3 Соленасыщенный	5.3.1 Бентонит (палыгорскит) МК (ЭКР) NaOH NaCl Вода	100-120 (60-80) 10-30 3-5 300-293 (306-296-) 810-790 (825-800)	130	*	500	318	-
		5.3.2 Бентонит (палыгорснит) КМЦ NaOH NaCl Вода	100-120 (60-80) 10-30 3-5 300-293 (306-296) 810-790 (825-800)	160	*	300	318	-
		5.3.3 Бетонит (палыгорскит) Полиакрилаты NaOH NaCl Вода	100-120 (60-80) 10-30 3-5 300-293 (306-296) 810-790 (825-800)	180	*	200	318	-
		5.3.4 Бентонит (палыгорскит) МК (ЭКР) КМЦ NaOH NaCl Вода	100-120 (60-80) 10-15 10-15 3-5 300-296 (306-300) 810-795 (820-810)	130	До насы-щения	300	318	-
		5.3.5 Бентонит (палыгорскит) МК (ЭКР) КССБ NaOH NaCl	100-120 (60-80) 8-10 20-30 3-5 300-295 (302-298)	130	*	500	318	-
		Вода	800-790 (815-800)					
		5.3.6 Бентонит (палыгорскит) МК (ЭКР) ССБ (КБП, КБЖ) NaOH NaCl Вода	100-120 (60-80) 10-15 30-50 5-7 296-288 795-775	130	*	500	318	-
		5.3.7 ZaCl Вода	318 850	*	-	-	318	-
		5.3.8 Бентонит (палыгорскит) NaCl Нефть Вода	100-150 60-80 298-303 50-100 800-805	-	*	-	318	-
	5.4 Гидрогельмагниевый	5.4.1 $MgCl_2$ NaOH или $Ca(OH)_2$ МК (ЭКР) Вода	200-250 18-30 20-30 880-850	130	*	(1-1,5)[5]	300	-
		5..4.2 $MgCl_2$ NaOH или $Ca(OH)_2$ КМЦ-600 Вода	200-250 18-20 20-30 880-850	110	*	(1-1,5)[5]	300	-
6	6 Вода	6.1 Вода	-	-	-	-	-	-
7	7 Аэрированный раствор	7.1 Бентонит Сульфонол (сульфонат) NaOH (Na_2CO_3) Вода	100-120 1-2 1-2(5-35) 898-876 (894-851	-	-	-	-	-
8	8 Воздух	8.1 Воздух	-	-	-	-	-	-
9	9 Пены	9.1 Сульфонол ("Прогресс") КМЦ (ПАА, ПВС) NaCl (тринатрийфосфат) Вода	0,5-50 2-7,5 1-5 996-937	-	-	-	-	-

Примечания:

1. Концентрации химических реагентов и материалов приведены в расчете на сухое вещество. 2. В таблице приведены рецептуры при применении КМЦ-500 (600); при использовании КМЦУ-350 норма расхода увеличивается соответственно в 1,5 раза. 3. При забойной температуре более 70°С в буровые растворы, содержащие лигносульфонаты или гуматы, вводят бихроматы натрия или калия массой 0,1-0,5 кг на 1 м³ бурового раствора. 4. В качестве смазочной добавки в буровой раствор необходимо вводить: 20-40 кг СМАД-1, 20-40 кг СГ, 100-120 кг нефти, 5-0109 кг графита, 50-70 кг Т-66 на 1 м³ раствора. 5. При вспенивании бурового раствора вводят пеногасители (в расчете на 1 м³)64 20-30 кг РС: 0,05-0,2 кг МАС-200: 10-20 кг ПЭС; 30-100 кг Т-66; 0,1-0,5 кг трибутилфтолата. 6. В качестве сероводороднейтрализирующих добавок могут быть использованы следующие материалы: 0,05-2,0 кг ВНИИТБ-1, (2), 5-40 кг ЖС-7 на 1 м³ раствора.

Таблица 12.2

Рекомендуемые типы буровых растворов для разбуривания глинистых пород

Плотность глинистой породы, г/см³	Коэффициент пористости, %	Минерализация поровой воды, г/л	Обменная емкость, 10^{-3}моль/100г	Основной катион Na^+ или Ca^{2+}	Глуби-на, м	Рекомендуемый раствор	Глуби-на, м	Рекомендуемый раствор	Глубина, м	Рекомендуемый раствор	Глуби на, м	Рекомендуемый раствор
≤1,7				$\frac{Na^+}{Ca^{2+}}$	<400	$\frac{2.2.2; 2.2.4; 2.2.6}{1}$	400-700	$\frac{3}{2.1\text{-}2.2.27}$	700-1200	$\frac{4}{3}$	1200-1800	4
1,71-1,8	>30	<5	>44	$\frac{Na^+}{Ca^{2+}}$	<700	$\frac{2.2.2; 2.2.4; 2.2.6}{1}$	700-1200	$\frac{3}{2.1\text{-}2.2.7}$	1200-1800	$\frac{4}{3}$	1800-2500	4
1,81-1,9				$\frac{Na^+}{Ca^{2+}}$	<1200	$\frac{3}{2}$	1200-1800	$\frac{3}{2.1\text{-}2.2.7}$	1800-2500	$\frac{4}{3}$	2500-3500	$\frac{5}{4}$
1,91-2,0				$\frac{Na^+}{Ca^{2+}}$	<1700	$\frac{3}{2}$	1700-2400	$\frac{3}{2.1\text{-}2.2.27}$	2400-3500	$\frac{4}{3}$	3500-5000	$\frac{5}{4}$
2,01-2,1	30-22	5-13	44-37	$\frac{Na^+}{Ca^{2+}}$	<2300	$\frac{3}{2}$	2300-3000	3	3000-4500	$\frac{5}{4}$	4500-6000	5.1; 5.2; 5.3.1-5.3.6
2,11-2,2				$\frac{Na^+}{Ca^{2+}}$	<300	3	3000-4000	$\frac{4}{3}$	4000-6000	5.1; 5.2	>6000	5,1
2,21-2,3	22-15	13-22	37-28		<3800	3	3800-5000	4	>5000	$\frac{5.3}{4}$	-	-
2,31-2,4				-	<5000	3	>5000	4	-	-	-	-
2,41-2,5	15-8	22-80	23-16		<6000	1; 2.2	>6000	1; 2.2	-	-	-	-
>2; 51	<8	>80	<16	-	<6000	1; 2.2	>6000	1; 2.2	-	-	-	-

Таблица 12.3

Рекомендуемые буровые растворы для разбуривания хемогенных пород

Хемогенная порода	Химический состав	Основные свойства пород, влияющие на выбор бурового раствора	Рекомендуемый раствор на глубине, м			
			1000	1500	1500-3000	<3000
Галит	NaCl	Растворимость в водной фазе бурового раствора; пластическое течение с глубины 3000 м	5.3.7	5.3.8	5.3.1-5.3.6	5.1; 5.2; 5.3.1-5.3.6
Галит с прослоями карналлита и(или) бишофита	NaCl, KCL, $MgCl\cdot 6H_2O$; $MgCl_2\cdot 6H_2O$	Растворимость в водной фазе бурового раствора, выпадение KCl и NaCl при растворении $MgCl_2$, пластическое течение бишофита с глубины 1500 м	5.3.8	5.3.1-5.3.6	5.1; 5.2; 5.4	5.1; 5.2; 5.4
Галит с прослоями сульфатов	NaCl, гипс, ангидрит и др.	Растворимость галита в водной фазе бурового раствора, увеличение ангидрита в объеме при взаимодействии с водой на 30%, кальциевая агрессия	5.3.8	5.3.8	5.3.1-5.3.6	5.1; 5.2; 5.3.1-5.3.6
Галит с прослоями теригеиных пород	NaCl, песчаники, глинистые породы	Растворимость галита в воде; осмотическое разуплотнение глинистых пород; поверхностная гидратация, склонность к набуханию, осыпям, обвалам	5.1; 5.2; 5.3.1-5.3.6; 5.4			

Таблица 12.4

Рекомендуемые буровые растворы для вскрытия нефтенасыщенных пород-коллекторов

Категория пород	Характеристика пород	Проницаемость (поровая), мкм²	Сочетание типов пластовых жидкостей	Рекомендуемые буровые растворы при преобладании в остаточной воде	
				катионов натрия	катионов кальция
1	Песчано-алевритовые, слабоуплотненные. Цемент преимущественно глинистый	0,001-0,01	Л	5,1; 5,2	5.1; 5.2
		0,01-0,1	А Н	(5.2) 3.3; 4.1 (5.2)3.1; 3.2; 4.2; 3.3; 4.1 с ПАВ, кроме 5.3.7; 5.3.8	(5.2) 3.1; 3.2; 4.2; 4.4; 5.3 с ПАВ, кроме 5.3.7; 5.3.8
		>0,1	А Н	3.3; 4.1 3.1; 3.2; 4.2; 3.3; 4.1 с ПАВ	3.1; 3.2; 4.2; 4.4; 5.3 с ПАВ
2	Песчано-алевритовые со средней степенью уплотнения.	0,001-0,04	Н А	(5.2); 3.1; 3.2; 4.2; 3.3; 4.1 с ПАВ 3.1; 3.2; 4.2; 3.3; 4.1 с ПАВ	(5.2); 3.1; 3.2; 4.2; 4.4; 5.3 с ПАВ, кроме 5.3.7; 5.3.8
	Цемент глинисто-карбонатный со следами раскристаллизации	0,04-0,1	Н А	3.1; 3.2; 4.2; 3.3; 4.1 с ПАВ 3.3; 4.1	3.1; 3.2; 4.2; 4.4; 5.3 с ПАВ, кроме 5.3.7; 5.3.8
	Песчано-алевритовые сильноуплотненные; цемент	>0,1	Л	1.5, кроме 3.4; 4.3	1.5, кроме 3.4; 4.ε

3	кварцевый и карбонатно-глинистый с признаками кальцитизации, окрепления и окварцевания. Карбонатные с начальными признаками трещиноватости	0,001-0,002	Н А	(5.2); 4.4; 5.3; 3.1; 3.2; 4.2; 3.3; 4.1 с ПАВ, кроме 5.3.7; 5.3.8 (5.2); 3.3; 4.1	(5.2); 4.4; 5.3; 3.1; 3.2; 4.2 с ПАВ, кроме 5.3.7; 5.3.8
		0,02-0,05	Н А	4.4; 5.3; 3.1; 3.2; 4.2; 3.3; 4.1 с ПАВ, кроме 5.3.7; 5.3.8 3.3; 4.1	4.4; 5.3; 3.1; 3.2; 4.2 с ПАВ, кроме 5.3.7; 5.3.8
		>0,05	Н А	1.5 с ПАВ, кроме 3.4; 4. 3.3; 4.1	1,5 с ПАВ (кроме 3.4; 4.3)
4	Сильно уплотненные песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, мергели, аргиллиты, порфириты, базальты и другие с развитой трещиноватостью.	0,001-0,05	Н А	4.4; 5.3; 3.1; 3.2; 4.2; 3.3; 4.1 (с ПАВ и наполнителем), кроме 5.3.7; 5.3.8 3.3; 4.1	4.4; 5.3; 3.1; 3.2; 4.2; (с ПАВ и наполнителем), кроме 5.3.7; 5.3.8
		>0,05	Л	1-5 с наполнителем (кроме 3.4; 4.3)	1-5 (с наполнителем), кроме 3.4; 4.3

Примечания.

1. А - сочетание активных нефти и воды; Л - любое сочетание типов нефти и воды, в том числе и А, Н - любое сочетание типов нефти и воды, кроме А. 2. Указанный в скобках тип бурового раствора следует применять при значении проницаемости породы (базисный), составляющем менее половины от указанного в графе 3 интервала ее значений. Целесообразность широкого применения в этом случае указанного типа раствора для вскрытия продуктивных пластов в эксплуатационных скважинах необходимо оценивать для каждого нефтяного месторождения.

Таблица 12.5

Рекомендуемые растворы для бурения в твердых и многолетнемерзлых породах

Породы	Рекомендуемый раствор при условиях				$P_{пл}=P_{гст}$	$P_{пл}>P_{гст}$
	$P_{пл} < 0,3P_{гст}$		$P_{пл} = (0,3\text{-}0,8)P_{гст}$			
	Приток воды 150 л/ч	Приток воды 150 л/ч	Приток воды 30 л/ч	Катастрофическое поглощение		
Твердые, не склонные к обвалообразованию (известняки, доломиты, песчаники, аргиллиты, слабосцементированные пески)	8	9	7	8	1-6	1-5
Многолетнемерзлые	9	9	9	9	-	-

Примечание: $P_{пл}$ - пластовое давление; $P_{гст}$ - гидростатическое давление столба очистного агента.

Таблица 12.6

Характеристика основных реагентов, применяемых для химической обработки глинистых растворов

Реагент	Эффективность повышения вязкости	Оптимальная добавка, %	Товарный вид, условия хранения	Токсикологическая характеристика	Прочие сведения
КМЦ	Эффективно повышает вязкость	1-3	В крафт-мешках в виде гранул, слеживается в процессе хранения.	ПДК 5 мк/л	Значительные затраты времени на подготовку к растворению, трудно растворим в воде.
Полиакриламид	То же	1-3 товарного продукта	В полиэтиленовых мешках в виде 10%-ного водного раствора.	Содержание в питьевой воде допускается до 2 мг/л.	Очень плохо растворим в воде (необходима горячая вода температурой 60-80°С).
Гипан-1	-"-	1-5 товарного продукта	В металлических бочках в виде 10%-ного водного раствора	Нетоксичен, ПДК 6 мг/л.	Хорошо растворим в воде.
Метас	Повышает вязкость	5-10 волощелочного раствора, соотношение метаса и щелочи 10:5.	Порошок хранится в крафт-мешках.	ПДК 4 мг/л.	Плохо растворим в воде - только в 10%-ном растворе щелочи
Крахмал	Повышает вязкость	1,5-6	В крафт-мешках, порошок, плохо хранится, сильно выраженная склонность к загниванию.	Нетоксичен.	Очень плохо растворим в воде, необходима клейстеризация в 5-10%-ном растворе.
Модифицированный крахмал	Эффективно повышает вязкость	До 3% соды	В крафт-мешках при длительном хранении загнивает.	Токсичен в связи с обработкой антисептиками.	Хорошо растворим в воде.
Кальцинированная сода	Повышает вязкость, снижает водоотдачу.	0,5-1	В крафт-мешках	Токсичен.	То же
Каустическая сода	Для приготовления УЩР.	Лабораторным путем.	В металлической таре.	То же	-"-
Жидкое стекло	Повышает плотность, вязкость, СНС.	2-5	То же	-"-	-"-
Фосфаты (тринатрийфосфат, пирофосфат натрия)	Снижает вязкость.	0,05	-"-	-"-	-"-
Поваренная соль	Повышает СНС, снижает температуру замерзания.	3-27	В мешках	Нетоксична.	-"-
Известь	Повышает вязкость, водоотдачу, толщину глинистой корки.	3-5	В мешках.	Токсична.	Хорошо растворима в воде.
УЩР	Снижает водоотдачу, повышает вязкость.	Бурый уголь (120-250 кг) + каустическая вода (10-30 кг).	То же	То же	То же
Сульфитспиртовая бурда	Снижает водоотдачу.	3-6 или по весу и объему ССБ.	Бочки, тара.	-"-	-"-

Выход бурового раствора, м^3, рассчитывают по формуле

$$B_\rho = \frac{m_r(\rho_r^1 - \rho_в^1)}{1000\rho_r^1(\rho_p^1 - \rho_в^1)} \quad (12.1)$$

где ρ_r^1 - относительная плотность глины, $\rho_r^1 = 2{,}3 \div 2{,}6$

$\rho_в^1$ - относительная плотность воды, $\rho_в^1 = 1$;

ρ_p^1 - относительная плотность бурового раствора;

m_r - масса глины, кг;

$$m_r = \frac{\rho_r^1 V_p(\rho_p^1 - \rho_в^1)}{\rho_r^1 - \rho_в^1} \cdot 1000 \quad (12.2)$$

где m_r - масса глины (кг), необходимая для приготовления объема глинистого раствора V_p (м^3)

$$m_в = \frac{\rho_в^1 V_p(\rho_r^1 - \rho_p^1)}{\rho_r^1 - \rho_в^1} \cdot 1000 \quad (12.3)$$

где $m_в$ - масса воды (кг), необходимая для приготовления объема глинистого раствора V_p (м^3)

$$K_r = \frac{\rho_r^1(\rho_p^1 - \rho_в^1)}{\rho_p^1(\rho_r^1 - \rho_в^1)} \cdot 100 \quad (12.4)$$

где K_r - концентрация (массовая) глина в буровом растворе, %

$$m_r = m_p \frac{K_{rT} - K_r}{100 - K_{rT}} \quad (12.5)$$

где m_r - масса глины (кг), требуемая для увеличения концентрации от начального значения K_r *(%)* до требуемого значения K_{rT} *(%)*;

m_p - масса исходного раствора, кг;

$$\rho_p^1 = \frac{K_r}{100}(\rho_r^1 - \rho_в^1) + \rho_в^1 \quad (12.6)$$

где ρ_p^1 - относительная плотность раствора концентрации K_r (%)

$$V_r = V_p \frac{\rho_p^1 - \rho_в^1}{\rho_r - \rho_в^1} \quad (12.7)$$

где V_r - объем глины для приготовления раствора, м^3

$$V_в = V_p - V_г \quad (12.8)$$

где $V_в$ - объем воды для приготовления раствора, м^3

$$m_y = \frac{\rho_y^1 V_p(\rho_{py}^1 - \rho_p^1)}{\rho_y^1 - \rho_{py}^1} \cdot 1000 \quad (12.9)$$

где m_y - масса утяжелителя, необходимая для повышения относительной плотности исходного раствора ρ_p^1 до значения ρ_{py}^1

Рассмотрим основные характеристики смесей, применяемых (и образующих) в процессе очистки скважины от разрушенной породы. Пусть смесь является двухфазной системой и состоит из непрерывной (основной) жидкой фазы (индекс 1) и дискретной твердой, жидкой или газообразной фазы (индекс 2). Тогда

$$\rho_{см} = \rho_1(1 - \Psi_V) + \rho_2\Psi_V = \frac{\rho_1 V_1 + \rho_2 V_2}{V_1 + V_2} = \rho_1 \frac{1}{1 + g_V} + \rho_2 \frac{g_V}{1 + g_V}, \quad (12.10)$$

где $\rho_{см}$ - плотность смеси, кг/м^3;

ρ_1 и ρ_2 - плотности основной и дискретной фаз, кг/м^3;

V_1 и V_2 - объемы соответствующих фаз, м^3;

Ψ_V - объемная концентрация дискретной фазы в смеси;

g_V - объемная концентрация дискретной фазы в непрерывной,

$$\Psi_v = \frac{V_2}{V_{см}} = \frac{g_V}{1+g_V} \qquad (12.11)$$

$$g_V = \frac{V_2}{V_1} = \frac{\Psi_V}{1-\Psi_V} \qquad (12.12)$$

где $V_{см}$ - объем смеси, м^3

1. Двухфазные механические смеси "жидкость + твердые тяжелые тела". Состояние примем (условно) в виде дисперсоида (относительное движение фаз отсутствует, либо не учитывается). Такие смеси либо образуются в восходящем потоке очистного агента ("буровой раствор + шлам"), либо приготавливаются (глинистые растворы, утяжеленные растворы, рис. 12.2).

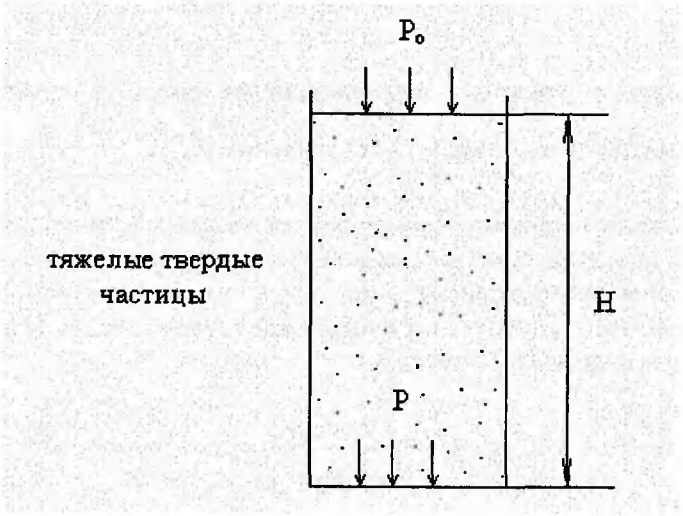


Рис. 12.2. Расчетная схема скважины, заполненной двухфазной смесью "жидкость + твердые тяжелые частицы"

Плотность смеси рассчитывается по формуле

$$P = P_O + \rho_{см} g H \qquad (12.13)$$

где P - абсолютное давление смеси на забой скважины, Па;

P_O - внешнее (атмосферное) давление, $P_o \approx 10^5$Па;

H - глубина скважины (высота столба смеси по вертикали), м;

g - удельная сила тяжести, $g \approx 9,81 \frac{Н}{кг}$

2. Двухфазные механические смеси "жидкость+жидкость". Расчетное состояние смеси - дисперсоидное. Примером данной смеси служит эмульсионный раствор.

3. Двухфазные механические газожидкостные смеси (ГЖС). Расчетное состояние - в виде дисперсоида. ГЖС применяются в бурении для снижения давления на забой скважины при поглощении жидкости в трещиноватых скальных (устойчивых) породах (рис.12.3). К ГЖС относятся, в частности, пены, аэрированные жидкости, аэрозоли. Другой областью применения ГЖС являются опытные откачки воды (нефти) из скважин при помощи эрлифта (газлифта).

$$\rho_{смо} = \rho_0 \Psi_{vo} + \rho_1 (1 - \Psi_{vo}) \qquad (12.14)$$

где $\rho_{смо}$ - плотность смеси на устье скважины, кг/м^2;

ρ_o - плотность атмосферного воздуха (газа), $\rho_o \approx 1,2 \frac{кг}{м^3}$;

Ψ_{vo} - объемная концентрация воздуха (газа) в смеси на устье скважины (при $P=P_O$)

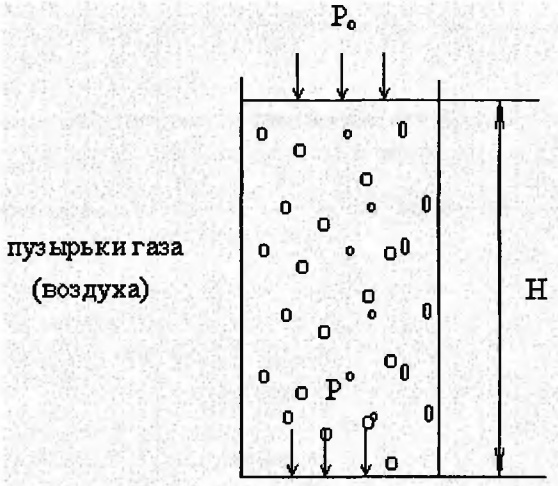


Рис. 12.3. Расчетная схема скважины, заполненной ГЖС

Плотность смеси

$$\rho_{см} = \frac{\rho_{смо}}{1 - \Psi_{vo} + \Psi_{vo} \cdot \frac{P_o}{P}} \qquad (12.15)$$

где $\rho_{см}$ - плотность смеси на глубине H, $\frac{кг}{м^3}$

$$P = P_0(1 - g_{vo} l_n \frac{P}{P_o}) + \rho_1 gH(1 + \frac{\rho_o}{\rho_1} \cdot g_{vo}) = P_o + \rho_{смср} gH \qquad (12.16)$$

$$g_{vo} = \frac{\Psi_{vo}}{1 - \Psi_{vo}} \qquad (12.17)$$

где g_{vo} - объемная концентрация воздуха (газа) в непрерывной фазе на устье скважины (при $P = P_O$); $\rho_{смср}$ - средняя (по скважине) плотность ГЖС, кг/м^3

$$\rho_{смср} = \frac{P - P_O}{gH} \qquad (12.18)$$

$$\Psi_{vo} = \frac{P_O + \rho_1 gH - P}{P_O(1 + ln\frac{P}{P_O}) + \rho_1 gH(1 - \frac{\rho_O}{\rho_1}) - P} \qquad (12.19)$$

П р и м е р. Определить объемную концентрацию воздуха в аэрированном известковом растворе и плотность ГЖС при следующих условиях: $\rho_1 = 1130 \frac{кг}{м^3}$, $H = 2500$м; $P = P_{пл} = 200 \cdot 10^5$ *Па* (абсолютное пластовое давление).

$$\Psi_{vo} = \frac{10^5 + 1130 \cdot 9{,}81 \cdot 2500 - 200 \cdot 10^5}{10^5(1 + ln\frac{200 \cdot 10^5}{10^5}) + 1130 \cdot 9{,}81 \cdot 2500(1 - \frac{1{,}2}{1130}) - 200 \cdot 10^5} \approx 0{,}9398$$

$$\rho_{смо} = 1{,}2 \cdot 0{,}9398 + 1130(1 - 0{,}9398) \approx 69{,}15 \frac{кг}{м^3}$$

$$\rho_{см} = \frac{69{,}15}{1 - 0{,}9398 + 0{,}9398 \cdot \frac{105}{200 \cdot 10^5}} = 1065{,}56 \frac{кг}{м^3}$$

$$g_{vo} = \frac{0{,}9398}{1 - 0{,}9398} \approx 15{,}61$$

12.2. Гидравлические сопротивления движению жидкости при промывке нисходящих скважин

Последовательность расчета гидросопротивлений:

Диаметр скважины D_c и диаметр керна d_k (для колонкового бурения)

$$D_c = D_{кор} + \delta, м \qquad (12.20)$$

$$d_к = d_{кор} - \delta, м \qquad (12.21)$$

где $D_{кор}$ и $d_{кор}$ - внешний и внутренний диаметры буровой коронки (колонкового долота), м; при бескерновом бурении $D_{кор} \equiv D_д$ (диаметр долота); δ - приращение диаметров скважины и керна.

Возможные значения приращений диаметров скважины и керна

Категория пород по буримости (вращательное механическое бурение).	XII	XI	X	IX	YIII	YII-YI
Приращение диаметров скважины и керна, мм.	0-1	1-2	2-3	3-5	4-10	10-30

Площади поперечных сечений участков движения жидкости f (f^*) и эквивалентные диаметры потоков $d_э$.

Под эквивалентным понимается диаметр такого воображаемого круглого потока, потеря давления в котором та же, что и в реальном кольцевом потоке такой же длины.

Знаком "*" помечена принадлежность параметра соединительному элементу.

Для круглых (в сечении) потоков

$$f = \frac{\pi}{4} d^2; \quad f^* = \frac{\pi}{4} d^2, м^2 \qquad (12.22)$$

$$d_э = d, м \qquad (12.23)$$

где d - диаметр потока, м

Для кольцевых (в сечении) потоков

$$f = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2);\ f^* = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2),\ м^2 \quad (12.24)$$

$$d_э = 0{,}82(D - d),\ м \quad (12.25)$$

где D и d - внешний и внутренний диаметры кольца соответственно, м

Площадь f проекции забоя скважины на плоскость, нормальную ее оси.

Для кольцевого забоя

$$f = \frac{\pi}{4}(D_c^2 - d_к^2),\ м^2 \quad (12.26)$$

Для круглого забоя

$$f = \frac{\pi}{4} D_д^2,\ м^2 \quad (12.27)$$

Абсолютная вязкость промывочной жидкости, μ_o

$$\mu_o = \nu_o \cdot \rho,\ Па \cdot С \quad (12.28)$$

где ν_o - кинематическая вязкость промывочной жидкости;

ρ - плотность промывочной жидкости, кг/м^3

Средняя скорость восходящего потока W_1 в пространстве наибольшего сечения f_1

$$W_1 = W_в(1 + K),\ м/с \quad (12.29)$$

где K - опытный коэффициент, К = 0,1÷0,3;

$W_В$ – скорость витания частиц.

Теоретическое значение объемного расхода промывочной жидкости Q.

Из условия выноса шлама

$$Q_1 \geq W_1 f_1,\ м^3/с \quad (12.30)$$

Из условия очистки забоя и охлаждения породоразрушающего инструмента

$$Q_2 \geq qD_{кор},\ м^3/с \quad (12.31)$$

где q - удельный расход (опытное значение),

$q = (6 \div 9) \cdot 10^{-3}\ м^2/с$; $D_{кор} \equiv D_д$ - внешний диаметр породоразрушающего инструмента, м.

$$Q = \begin{cases} Q_1, & \text{если } Q_1 > Q_2 \\ Q_2, & \text{если } Q_2 > Q_1 \end{cases} \quad (12.32)$$

Массовый расход жидкости, M

$$M = \rho Q,\ кг/с \quad (12.33)$$

Массовый расход щлама, $M_ш$

$M_ш = 0$ (на пути жидкости от насоса до породоразрушающего инструмента);

$$M_ш = \rho_ш W_{мех} f,\ кг/с \quad (12.34)$$

где f - площадь проекции забоя, м^2;

$W_{мех}$ - механическая скорость бурения, м/с;

$\rho_ш$ - плотность частиц шлама, кг/м^3

Средняя скорость движения жидкости

$$W = \frac{Q}{f},\ м/с \quad (12.35)$$

где f - площадь, м^2

Режим течения жидкости

$$R_e = \frac{Md_э}{f(\mu_o + \frac{\tau_o d_э}{6W})} \qquad (12.36)$$

где R_e - число Рейнолдса;

f - площадь, м^2;

τ_o - начальное напряжение сдвига промывочной жидкости, Па

Для ньютовской жидкости (НЖ, $\tau_o = 0$):

$R_{екр}$ = 2100 (минимальное опытное значение критического числа Рейнолдса) - для круглых (в сечении) потоков; $R_{екр}$ = 1600 - для кольцевых (в сечении) потоков

Если $R_e \geq R_{e\,кр}$, то режим течения турбулентный (перемешиваемый, неупорядоченный).

Если $R_e < R_{e\,кр}$, то режим течения ламинарный (упорядоченный, слоистый).

Для бингамовской жидкости (БЖ, $\tau_o > 0$):

$R_{екр}$ = 2000 - для круглых (в сечении) потоков;

$R_{екр}$ = 1000 - для кольцевых (в сечении) потоков.

Если $R_e \geq R_{екр}$, то режим течения турбулентный.

Если $R_e < R_{екр}$, то режим течения структурный (с ядром потока, движущимся как твердое тело).

Коэффициент линейных сопротивлений движению жидкости λ.

Если режим течения НЖ турбулентный, то по А.Д. Альтшулю

$$\lambda = 0{,}11\left(\frac{Кэ}{dэ} + \frac{68}{R_e}\right)^{0.25} \qquad (12.37)$$

где $K_э$ - эквивалентная шероховатость поверхности магистрали (стенки скважины, бурильных и обсадных труб), $K_э$ = 0,1·10^{-3} м. Под эквивалентной понимается такая воображаемая равнозернистая шероховатость, которая вызывает те же сопротивления, что и реальная шероховатость.

Если БЖС движется турбулентно, то по Р.И. Шищенко

$$\lambda = \frac{3}{40\sqrt[8]{R_e}} \qquad (12.38)$$

Если режим течения ламинарный (НЖ) или структурный (БЖС), то

$$\lambda = \frac{64}{Re} \qquad (12.39)$$

Эквивалентная длина $H_э$ подводящей линии (от насоса до колонны бурильных труб).

Под эквивалентной длиной подводящей линии понимают такую длину бурильных труб, при которой линейные сопротивления в последних те же, что и в подводящей линии.

$$H_э = H_п\left(\frac{d_{эбт}}{d_{эп}}\right)^5, \text{ м} \qquad (12.40)$$

где $d_{этб}$ - эквивалентный внутренний диаметр бурильных труб, м;

$d_{эп}$ - эквивалентный внутренний диаметр подводящей магистрали, м;

$H_п$ - длина подводящей линии (длина нагнетательного шланга и ведущей бурильной трубы), $H_п$ = 20 м

Линейная потеря давления $P_л$.

В породоразрушающем инструменте $P_л = 0$.

В подводящей линии по формуле Дарси-Вейсбаха

$$P_л = 0{,}5\lambda_{бт}\frac{\rho H_э W_{бт}^2}{d_{эп}}, \text{ Па} \qquad (12.41)$$

где $\lambda_{бт}$ - коэффициент линейных сопротивлений бурильных труб;

$W_{бт}$ - скорость течения жидкости в бурильных трубах, $м/с$

В иных участках магистрали (бурильная колонна, кольцевые пространства)

$$P_{л} = 0{,}5\lambda \frac{\rho H W^2}{d_э}, \text{ Па} \qquad (12.42)$$

где H - длина участка магистрали, м

Степень изменения площади поперечного сечения участка n

$$n = \frac{f^*}{f} \qquad (12.43)$$

Коэффициент сжатия ε транзитной струи жидкости при резком сужении потока снаружи и внутри соединительного элемента по А.Д. Альтшулю

$$\varepsilon = 0{,}57 + \frac{0{,}043}{1{,}1 - n} \qquad (12.44)$$

Коэффициент местных сопротивлений ξ движению жидкости снаружи и внутри соединительных элементов.

Внутри и снаружи колонкового набора, в породоразрушающем инструменте и в подводящей линии

$$\xi = 0 \qquad (12.45)$$

Для иных участков магистрали (в ниппеле, муфте, ниппельном или муфтовом замке)

$$\xi = \left(\frac{1-\varepsilon}{n \cdot \varepsilon}\right)^2 + \left(\frac{1}{n} - 1\right)^2 \qquad (12.46)$$

Местная потеря давления $P_{м}$ по формуле Вейсбаха

$$P_{м} = 0{,}5\xi \cdot \rho \cdot W^2 \cdot \frac{H}{H_{бТ}}, \text{ Па} \qquad (12.47)$$

где $H_{бт}$ - длина одной бурильной (утяжеленной) трубы, м

Механическое давление, $P_{мех}$.

В настоящем расчете под механическим будем понимать давление, расходуемое на выполнение механической работы по транспортированию шлама на поверхность

$$P_{мех} = \frac{M_{ш}}{M}\left(1 - \frac{W_{в}}{W}\right)\rho g H \cos\theta_{ср}, \text{ Па} \qquad (12.48)$$

где $\theta_{ср}$ - среднее значение зенитного угла скважины, рад.

На интервале пути жидкости от насоса до выхода из породоразрушающего инструмента $P_{мех} = 0$.

Суммарные потери давления P^{Σ}.

$$P^{\Sigma} = P_{л} + P_{м} + P_{мех} + P^{\Sigma}_{при} + P^{\Sigma}_{гу}, \text{ Па} \qquad (12.49)$$

Для породоразрушающего инструмента

$$P^{\Sigma}_{при} = P_{кор}, \text{ Па} \qquad (12.50)$$

где $P_{кор}$. - потеря давления в буровой коронке (для бурового долота $P^{\Sigma}_{при} = P_{д}$) $P_{кор} \approx P_{д} \approx (2 \div 5) \cdot 10^5$, Па.

Для гидроударника $P^{\Sigma}_{гу}$ потеря давления в гидроударнике.

Теоретическое давление, развиваемое насосом $P_{НТ}$.

$$P_{НТ} = \Sigma P^{\Sigma}_{i}, \text{ Па} \qquad (12.51)$$

Избыточное давление $P_{и}$ при входе жидкости на все участки движения.

В общем случае избыточное давление в скважине будет складываться из давления столба жидкости над рассматриваемой точкой и потерь давления при движении от этой точки по поверхности

$$P_{и} = \rho g \cos\theta \Sigma H_{i} + \Sigma P^{\Sigma}_{i}, \text{ Па} \qquad (12.52)$$

Теоретическая мощность потока жидкости $N_{Т}$

$$N_{Т} = P_{НТ} \cdot Q, \text{ Вт} \qquad (12.53)$$

Теоретическая мощность насоса $N_{НТ}$

$$N_{НТ} = \frac{1}{\eta} N_{Т}, \text{ Вт} \qquad (12.54)$$

где η - полный (общий) КПД насоса, $\eta \approx 0{,}7$

Теоретическая мощность двигателя насоса $N_{двт}$.

$$N_{двт} = \frac{1}{\eta} N_{НТ}, \text{ Вт} \qquad (12.55)$$

где $\eta_{пр}$ - КПД передачи от двигателя до насоса, $\eta_{пр} \approx 0{,}9$

Первичный выбор насоса.

Параметры первично выбранного насоса (давление $P_н$, расход Q и мощность $N_{дв}$) должны удовлетворять системе неравенств

$$\begin{cases} P_н \geq K_з P_{нт}, \text{ МПа} \\ Q_н \geq Q, \text{ л/мин} \end{cases} \qquad (12.56)$$

где $K_з$ - коэффициент запаса давления,

$K_з = 1{,}1 \div 1{,}3$

Уточненные теоретические значения давления $P_{нут}$ и мощности двигателя $N_{двтут}$

$$P_{нут} = K_з P_{нт} \left(\frac{Q_н}{Q} \right)^2, \text{ МПа}$$

$$N_{двтут} = K_з N_{двт} \left(\frac{Q_н}{Q} \right)^3, \text{ кВт} \qquad (12.57)$$

Проверка правильности первичного выбора насоса

$$\begin{cases} P_н \geq P_{нут}, \text{ МПа} \\ \mathrm{N_{дв}} \geq N_{двтут}, \text{ кВт} \end{cases} \qquad (12.58)$$

Если система неравенств (12.58) для параметров первично выбранного насоса выполняется, то первичный выбор можно считать окончательным. Если не выполняется, то в качестве первично выбранного насоса следует взять насос, развивающий большее давление.

12.3. Аэродинамические сопротивления движению воздуха (газов) при продувке нисходящих скважин

Определяются следующие величины:

- диаметр скважины D_c и диаметр керна $d_к$.

- площади сечений участков движения воздуха f и f^* и эквивалентные диаметры потоков $d_э$ - (12.23), (12.25).

- площадь f проекции забоя - (12.26), (12.27).

- среднее значение абсолютной температуры воздуха T_O в магистрали и при входе в ступени компрессора

$$T_o = 273{,}15 + t_{o,} K \qquad (12.59)$$

где t_O - температура воздуха по шкале Цельсия, ^{0}C.

- удельная газовая постоянная R

$$R = \frac{\mu R}{\mu}, \quad \text{Дж/кг} \cdot \text{К} \qquad (12.60)$$

где μR - универсальная газовая постоянная, $\mu R = 8314{,}51$ Дж/(кмоль · К);

μ - молярная масса воздуха для воздуха $\mu = 28{,}97$ кг/кмоль

- плотность воздуха ρ_o при выходе из скважины

$$\rho_o = \frac{P_o}{RT_o}, \quad \text{кг/м}^3 \qquad (12.61)$$

где P_0 - атмосферное давление, $P_o = 10^5 Па$

- абсолютная вязкость воздуха μ_o, для воздуха

$\nu_o = 1{,}57 \cdot 10^{-5} м^2 / с$

- коэффициент силы лобового сопротивления C_x (воздух и газы являются НЖ).

- скорость витания $W_в$.

- теоретическая средняя скорость воздуха W_o при выходе из скважины

$$W_o = W_в(1+K),\ \text{м/с} \qquad (12.62)$$

- массовый расход шлама $M_ш$.

- степень изменения площади сечения участка n.

- коэффициент сжатия ε транзитных струй воздуха.

- коэффициент местных сопротивлений ξ.

- абсолютное P и избыточное P_u давление при входе воздуха на 1-ый участок движения (этот участок является последним при выходе воздуха из скважины).

Задаваясь значениями степени повышения давления воздуха $\frac{P_1}{P_o}$ необходимо подбором искать по (12.66) такое значение H_x, которое было бы равно (с точностью $\pm\Delta, м$; где $0 \le \Delta \le 5$) исходному значению длины первого участка.

Наиболее вероятные значения $\frac{P_1}{P_o}$ лежат в пределах 1,001-2,5. Чем больше выбранное значение $\frac{P_1}{P_o}$, тем больше величина H_x и наоборот.

- массовый расход воздуха M на всех участках.

$$M = \rho_o f_1 W_o \sqrt{\frac{P_1}{P_o}},\ \text{кг/с} \qquad (12.63)$$

где f_1 - площадь сечения 1-ого участка, м^2.

Режим течения воздуха на первом участке.

- коэффициент линейных сопротивлений λ на первом участке.

- величина A_i и B_i для $i=1$

$$A_i = \pm g\cos\theta_{ср}\left(1+\frac{M_{ш i}}{M}\left(1-\frac{W_{в fi}P_{i-1}}{MRT_o}\right)\right),\ \text{Н/кг} \qquad (12.64)$$

где i - порядковый номер участка движения в направлении, противоположном движению воздушного потока;

знак "+" - для восходящего потока воздуха;
знак "-" - для нисходящего потока.

$$B_i = 0{,}5\left(\frac{\lambda_i}{d_{эi}}+\frac{\xi_i}{H_{бT}}\right)\left(\frac{MRT_o}{f_i}\right)^2,\ \left(\frac{\text{Н}}{\text{с}}\right)^2\cdot м^{-3} \qquad (12.65)$$

- величина H_x для $i=1$

$$H_x = \frac{RT_o}{2A_1}\ln\frac{\left(\frac{P_1}{P_o}\right)^2+\frac{B_1}{A_1P_o^2}}{1+\frac{B_1}{A_1P_o^2}},\ \text{м} \qquad (12.66)$$

- абсолютное P_1 и избыточное P_{u1} давления

$$P_1 = \left(\frac{P_1}{P_o}\right)\cdot P_o,\ \text{Па} \qquad (12.67)$$

$$P_{u1} = P_o\left(\left(\frac{P_1}{P_o}\right)-1\right),\ \text{Па} \qquad (12.68)$$

- режим течения на участках $i>1$ (кроме забоя и пневмоударника).

- коэффициент линейных сопротивлений λ на участках $i>1$ (кроме забоя и пневмоударника).

- величины абсолютного P_i и избыточного P_{ui} давлений при входе воздуха на остальные участки нисходящего и восходящего течений (кроме забоя скважины пневмоударника и подводящей линии).

A_i - по (12.64); B_i - по (12.65)

$$P_i = \sqrt{e^{\frac{2A_iH_i}{RT_o}}\left(P_{i-1}^2+\frac{B_i}{A_i}\right)-\frac{B_i}{A_i}},\ \text{Па} \qquad (12.69)$$

$$P_{ui} = P_i - P_o,\ \text{Па} \qquad (12.70)$$

где e - основание натурального логарифма, $e \approx 2{,}72$;

H_i -длина участка движения воздуха

- величины абсолютного i и избыточного P_{ui} давлений при входе воздуха в пневмоударник

$$P_i = P_{i-1} + P_{ny}, \text{ Па} \quad (12.71)$$

P_{ui} - по (12.70),

где P_{ny} - потеря давления воздуха в пневмоударнике, Па

- величины абсолютного P_i и избыточного P_{ui} давлений при входе воздуха в породоразрушающий инструмент

$$P_i = P_{i-1} + P^{\Sigma}_{npu}, \text{ Па} \quad (12.72)$$

P_{ui} - по (12.70),

где P^{Σ}_{npu} - потеря давления в породоразрушающем инструменте.

-абсолютное P_n и избыточное P_{un} давления при входе воздуха на последний участок движения (подводящая линия от компрессора до бурильной колонны), а также, с учетом необходимого запаса, давление $P_к$, развиваемое компрессором и абсолютное давление при выходе из него $P_{nк}$

B_i - по (12.65)

$$P_n = P_i = \sqrt{\frac{2B_i H_i}{RT_o} + P^2_{i-1}}, \text{ Па} \quad (12.73)$$

$P_{un} = P_{ui}$ - по (12.70)

$$P_к = K_з(P_n - P_o), \text{ Па} \quad (12.74)$$

$$P_{nк} = P_{iк} = P_o + P_к, \text{ Па} \quad (12.75)$$

где $K_з$ - коэффициент запаса давления, $K_з$ = 1,1 ÷ 1,3

- объемный расход воздуха, всасываемого компрессором Q_o

$$Q_o = \frac{MRT_o}{P_o}, \text{ м}^3/c \quad (12.76)$$

- уточненная средняя скорость воздуха при выходе из скважины W_o

$$W_o = \frac{Q_o}{f_1}, \text{ м/с} \quad (12.77)$$

- мощность двигателя компрессора $N_{кп}$.

- степень повышения абсолютного давления в компрессоре $\lambda_к$

$$\lambda_K = \frac{P_{nк}}{P_o} \quad (12.78)$$

- минимальное число ступеней сжатия Z

$$Z = [lg\,\lambda_к] + 1, \quad (12.79)$$

где в квадратные скобки заключена целая часть числа $lg\,\lambda_к$

- степень повышения абсолютного давления в ступени компрессора $\lambda_{ст}$

$$\lambda_{CT} = \lambda_к^{\frac{1}{Z}} \quad (12.80)$$

- удельная теоретическая работа компрессора $l_{кпТ}$

$$l_{кпТ} = Z\frac{n}{n-1}RT_o\left(\lambda_к^{\frac{n-1}{nZ}} - 1\right), \text{ Дж/кг} \quad (12.81)$$

где n - показатель политропы, n = 1,25

-удельная фактическая работа компрессора $l_{кп}$

$$l_{кп} = \frac{1}{\eta}l_{кпТ}, \text{ Дж/кг} \quad (12.82)$$

где η - полный (общий) КПД компрессора, η = 0,7

- фактическая мощность компрессора, $N_{кп}$

$$N_{кп} = M \cdot l_{кп},\ \text{Вт} \tag{12.83}$$

- мощность двигателя компрессора $N_{дв}$

$$N_{дв} = \frac{1}{\eta_{пр}} N_{кп},\ \text{Вт} \tag{12.84}$$

где $\eta_{пр}$ - КПД передачи от двигателя до компрессора, $\eta_{пр} = 0{,}9$.

- максимальная температура воздуха в ступени компрессора

$$T_{max} = T_o \lambda_к^{\frac{n-1}{nZ}} \tag{12.85}$$

$$t_{max} = T_{max} - 273{,}15^0 C \tag{12.86}$$

- выбор компрессора.

Параметры подходящего компрессора должны удовлетворять системе неравенств

$$\begin{cases} P_{к\,max} \geq P_к,\ \text{МПа} \\ Q_{отах} \geq Q_o,\ м^3/мин \\ N_{дв\,max} \geq N_{дв},\ \text{кВт} \end{cases} \tag{12.87}$$

Скорость витания в (12.29) и (12.62):

$$W_в = \sqrt{\frac{4g}{3C_x} d_ш \frac{\rho_ш - \rho}{\rho}} \tag{12.88}$$

Коэффициент силы лобового сопротивления в (12.88):

$$C_x = \left(\left(\frac{36\mu_0}{d_ш^{1,5}\sqrt{3\rho g(\rho_ш - \rho)}} + 0{,}67 \right) : \left(1 - \frac{6\tau_0}{g d_ш (\rho_ш - \rho)} \right) \right)^2 \tag{12.89}$$

где ρ – плотность промывочной жидкости, для продувки $\rho = \rho_0$;

$d_Ш$ – диаметр частиц шлама.

ГЛАВА 13

Режимы бурения скважин

Под режимом бурения понимают определенное сочетание его параметров. В зависимости от вида бурения к параметрам режима бурения могут относиться осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент $C_{ос}$, частота вращения n, расход агента Q, частота ударов и др.

13.1. Шнековое бурение

Минимальное значение частоты вращения шнека, обеспечивающее транспортирование породы на поверхность, можно рассчитать, по данным Д.Н. Башкатова и Ю.А. Олоновского, по следующей зависимости:

$$n > \frac{30}{\pi} \sqrt{\frac{2g(f_{тш} + tq\alpha_ш)}{D_ш f_{пс}(1 - f_{тш} \cdot tq\alpha_ш)}},\ \text{мин}^{-1}, \tag{13.1}$$

где $f_{тш}$ - коэффициент трения породы о шнек, $f_{тш} = 0{,}3\text{-}0{,}65$;

$f_{пс}$ -коэффициент трения породы о стенки скважины, $f_{пс} = 0{,}8\text{-}1$;

$\alpha_ш$ - угол подъема винтовой линии шнека (на периферии шнековой полосы), рад;

$D_ш$ - диаметр шнека, м

$$\alpha_ш < arctgf_{тш} \tag{13.2}$$

Рекомендуемые значения параметров режима бурения шурфоскважин шнековыми бурами диаметрами 500-1000 мм установкой УШБМ-16 приведены в табл. 13.1, шурфоскважин диаметром 600 мм установкой СО-2 - в табл.13.2. Рекомендуемые значения параметров при работе буровой установки ЛБУ-50 даны в табл.13.3.

Таблица 13.1

Рекомендуемые значения параметров режима бурения шурфоскважин шнековымн бурами диаметрами 500-1000 мм при работе установки УШБМ-16

Породы	Тип бура	Диаметр, мм	Параметры		Средняя длина рейса, м	Скорость буреиия, м/ч	Производительность, м/смеиу
			Нагрузка, кН	Частота вращения, мин$^{-1}$			
Песчано-глинистые	Шнековый открытого типа	1100	7-9	30-60	0,30-0,32	5-6	12,6-18,5
Песчаные	То же	1100	7-10	30-42	0,36	18,5	20
Валунио-галечные	- " -	1100	7-9	30-60	0,30	5,4	15,7
Гравийно-галечные	Шнековый закрытого типа	700	11-12	78-96	0,35	4,5	18

Таблица 13.2

Рекомендуемые значения параметров режима бурения шурфоскважин шнековымн бурами днаметром 600 мм при работе установки СО-2

Нагрузка на породоразрушающий инструмент, кН	58
Частота вращения, мин$^{-1}$	24
Средняя длина рейса, м	1,25
Механическая скорость, м/ч	45,4
Средняя производительность, м/смену	36

Таблица 13.3

Рекомендуемые значения параметров режима бурения установкой ЛБУ-50

Породы	Частота вращения, мин$^{-1}$	Нагрузка, кН
Пески, супеси	150-210	25-30
Влажные суглинки, глины	90-120	30-35
Сухие суглинки, глины	120-150	35-40

13.2. Ударно-канатное бурение

Вес ударной части бурового снаряда :

$$G = g \cdot l, кН \qquad (13.3)$$

где g - рекомендуемый вес ударной части бурового снаряда, приходящийся на 1 см длины лезвий долота, (табл. 13.4);

l - длина лезвий долота, см

Таблица 13.4

Рекомендуемый вес ударной части бурового снаряда, прнходящийся на 1 см длины лезвий долота

Породы	Относительный вес,
Весьма крепкие	0,7-0,8
Крепкие	0,5-0,7
Средней крепости	0,4-0,5
Мягкие	0,25-04

Длина собранного снаряда должна быть не более 9 м для станка УГБ-ЗУК УКС - 22 м и 12 м для станка УГБ 4УК УКС - 30 м, вес снаряда соответственно не более 15 и 25 кН.

Плоские ударные долота применяют в мягких породах, двутавровые - в вязких породах. Средней крепости, округляющие - в твердых породах, слабо трещиноватых породах и валунно-галечниковых отложениях, крестовые - в трещиноватых породах, пирамидальные - для разбуривания валунов и сдвигания их в сторону, эксцентричное и со скошенным лезвием - для расширения скважины.

При бурении скважины

$$G = C_к + G_{кз} + 0{,}5G_{рш} + G_{уш} + G_д, \text{ кН} \qquad (13.4)$$

где $G_к$ - вес каната, кН;

$G_{кз}$ - вес канатного замка, кН;

$G_{рш}$ - вес раздвижной штанги, кН;

$G_{уш}$ - вес ударной штанги, кН;

$G_д$ - вес ударного долота, кН

На инструментальном барабане ударно-канатного станка желательно использовать канат левой свивки - он не будет способствовать отвинчива-

нию резьб бурового инструмента в случае их ослабления и позволит поворачивать ударное долото после каждого удара на некоторый угол.

Частота ударов технологического инструмента в процессе углубки

$$n \approx 19\sqrt{\frac{a}{H}},\ \text{мин}^{-1} \qquad (13.5)$$

где a - величина ускорения падения инструмента в скважине, м/с^2, при бурении в шламовой среде в глинах a = 4,5-5 м/с^2, при бурении в шламовой среде в крепких породах - a = 6÷6,5 м/с^2, в чистой скважине a = 8,7 м/с^2;

H - высота сбрасывания снаряда (ход оттяжного ролика) м, H = 0,35-1 м

Под подвеской (навеской) бурового снаряда понимают расстояние между забоем скважины и лезвием долота, свободно подвешенного над забоем. Подвеска определяет плавность подъема и падения снаряда. Ее величина обычно 0-7 см.

Плотность пульпы в скважине не должна превышать 1500-1700 кг/м^3, а высота ее столба - 3-4 м.

Углубка за рейс в крепких породах 0,3-0,5 м, в мягких - 0,9-1 м. Желонки с плоским одностворчатым клапаном применяют для углубки скважины в рыхлых, сыпучих породах, с плоским двустворчатым - для очистки скважины и ее углубки в песках средней зернистости, с полусферическим - для углубки скважины в песках, плывунах, супесях, гравийно-галечниковых отложениях, при откачке воды из скважины, поршневые желонки используют для углубки скважины в водоносных песках, плывунах, при бурении на россыпях.

13.3. Вращательное бурение колонковое и бескерновое

Бурение твердосплавными коронками

Частота вращения

$$n = \frac{60W}{\pi D_{кор}},\ \text{мин}^{-1}, \qquad (13.6)$$

где W - рекомендуемая окружная скорость коронки, W = 1,4-1,5 м/с;

$D_{кор}$ - наружный диаметр коронки, м

В конкретных условиях бурения частоту вращения необходимо уточнять. Так, в трещиноватых породах частота должна быть уменьшена (на 30%) во избежание сколов и поломок твердосплавных резцов. Частоту вращения следует снижать при бурении абразивных пород на 40-50% во избежание повышенного износа резцов. В мягких породах (I и IV категории по буримости) частота вращения может быть повышена до величины окружной скорости W = 1,5-2,0 м/с.

Осевая нагрузка определяется по следующей формуле:

$$C_{ос} = C_{оср} \cdot m_p,\ \text{кН} \qquad (13.7)$$

где $C_{оср}$ - рекомендуемая нагрузка на 1 основной резец (режущую вставку), кН;

m_p - количество основных резцов (режущих вставок).

Таблица 13.5

Рекомендуемые нагрузки на 1 основной резец (режущую вставку) твердосплавной буровой коронки

Категория пород по буримости	Нагрузка на резец, кН	
	коронки ребристые и резцовые (М, СМ, СТ)	коронки самозатачивающиеся (СА)
I	0,4-÷0,5	-
II	0,4÷0,5	-
III	0,5÷0,6	-
IV	0,6÷0,8	-
V	0,6÷0,8	1÷1,2
VI	0,8÷1	1,2÷1,4
VII	1÷1,2	1,4÷1,6
VII-IX	-	1,6÷1,8

При бурении в трещиноватых и абразивных породах рекомендованные значения уменьшают до 30%.

Расход промывочной жидкости

$$Q = K_к \cdot D_{кор},\ \text{л/мин}, \qquad (13.8)$$

где $K_к$ - расход жидкости, приходящейся на 1 см внешнего диаметра коронки, л/мин·см (табл.13.6);

$D_{кор}$ - внешний диаметр коронки, см

Таблица 13.6

Рекомендуемые значения удельного расхода промывочной жидкости

Тип коронки	Удельный расход, л/мин·см				
	Категория пород по буримости				
	I-II	III-IV	V	VI	VII-VIII
М	8-14	12-16	-	-	-
СМ, СТ	-	12-16	10-14	8-123	6-8
СА	-	-	-	8-12	6-8

Следует иметь в виду, что формула (13.8) не учитывает условие выноса шлама на поверхность.

Бурение коронками, оснащенными сверхтвердыми материалами (алмазами)

Частоту вращения рассчитывают по формуле (13.6). При этом значения окружных скоростей для импрегнированных коронок составляют 2-4 м/с, для однослойных 1-3 м/с. Частота вращения должна быть снижена при увеличении трещиноватости горных пород на 20-50% по сравнению с монолитными породами.

Осевую нагрузку определяют, исходя из удельной нагрузки на 1 см^2 площади торца коронки, по следующей формуле:

$$C_{ос} = C_{осо} f_{кор}, \text{ кН} \qquad (13.9)$$

где $C_{осо}$ - удельная нагрузка на 1 см^2 площади торца коронки, кН/см^2;

$f_{кор}$ - площадь торца, см^2 (табл. 13.8).

Таблица 13.7

Рекомендуемые значения удельных нагрузок на торец алмазной буровой коронки

Удельная нагрузка, кН/см^2	Категория пород по буримости
600÷750	VI-IX
700÷900	IX-X
900÷1200	X-XI
1200÷1500	XI-XII

При бурении трещиноватых пород осевую нагрузку понижают на 30…50% по сравнению с нагрузкой для монолитных пород.

Таблица 13.8

Основные характеристики алмазных буровых коронок

Тип коронок	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Площадь торца коронки, см^2
01А, 0;4А, 07А,	36	22	3
02И, 03И,	46	31	7,5
А4ОП, И4ДП,	59	42	11,5
БС	76	59	15
	93	73	21
ОЭИ	59	39	13
	76	56	17,7
ДЭА, ДЭИ	76	47	23,6
	93	59	35,5
10А3, 11И3	76	53	19,6
	59	39	10,6
КДТО	93	59	35,5
	76	46	23,3
	59	34	13,85
К-01, К-02, К-08	59	35,4	14,6
КАСК	76	46	23,3
17А3, К-16	76	40	26,3

Расход промывочной жидкости определяется выражением:

$$Q = K_o f_з, \text{ л/мин} \qquad (13.10)$$

$$f_з = \frac{\pi}{4}(D^2_{кор} - d^2_{кор}), \text{ см}^2 \qquad (13.11)$$

где $f_з$ - площадь забоя скважины, см^2;

$d_{кор}$ - внутренний диаметр коронки, см;

K_o - коэффициент очистки забоя (охлаждения коронки), характеризующий расход жидкости на площадь 1 см^2 за 1 мин., л/мин.·см^2. Для геологоразведочного бурения рекомендуется принимать значения:

$$K_o = 1{,}2 \div 2{,}4 \frac{л}{мин \cdot см^2}.$$

Следует иметь в виду, что величина расхода, определенная по формуле (13.10) не учитывает возможность выноса шлама на поверхность.

Параметры режима бурения можно определить не только расчетным путем, но и выбрать среди рекомендуемых значений (табл. 13.9-13.11).

Таблица 13.9

Рекомендуемые пределы параметров режимов бурения

Группа пород по твердости (категория по буримости)	Группа по-роД по тре-шиновато-сти	Характеристика алмазов	Зернистость, шт./кар	Осевая нагрузка, даН			Частота вращения, мин.$^{-1}$			Расход промывочной жидкости, л/мин.		
				Диаметр бурения, мм								
				46	59	76	46	59	76	46	59	76
I (XI-XII)	1	Полированные, дробленые	400-120	700-1200	900-1200	1300-1800		700-1600		12-20	15-30	18-40
	2-3	Полированные, дробленые	400-150	600-1000	800-1400	1000-14500		500-1300		12-20	15-30	20-40
	4-5	Дробленые	150-120	500-1000	600-1200	600-1400		300-700		15-25	18-35	20-45
	1	Полированные, дробленые	60-30	600-1100	800-1400	900-1600		500-1600		12-30	15-40	20-50
	2-3	Полированные, дробленые	90-60	600-1100	800-1400	900-1600		500-1500		12-30	15-40	20-50
	4-5	Полированные, овализованные	90-40	600-900	800-1200	700-1400		300-1000		20-50	20-50	35-80
III (YI-YII)	1-2	Полированные, дробленые, СА типа АРС-3 (СВСП)	12-7 20-7	380-500	400-800	500-1000	500-700	500-800 300-700	300-500	30-50	40-80	50-100
	3-5	Дробленые	20-12 30-12									
IY (IY-Y)	1-3	Синтетические алмазы типа АРС-3, АРК-4, СВСП	12-7	200-500	200-600	400-800	400-700	500-800	500-900	20-40	30-80	50-100

Таблица 13.10

Рекомендуемая частота вращения бурового снаряда ССК

Типоразмер ССК	Тип станка	Частота вращения, мин$^{-1}$	Предельная глубина бурения, м
ССК-46	СКБ-4	1615	200
		1100	500
		710	1000
ССК-59	СКБ-5	1500	100
		1130	200
		720	500
		540	800
	СКБ-7	1500	300
		1200	600
		1000	1000
		900	1200
ССК-76	СКБ-7	1500	100
		1200	200
		1000	400
		800	600
		550	1200

Таблица 13.11

Рекомендуемые величины осевой нагрузки при бурении комплексами ССК и КССК

Типоразмер комплекса	Тип коронки	Пределы изменения нагрузки, даН
ССК-46	К-90	500-800
	К-90-1	800-1000
	К-90-2	700-900
	К-96	1000-1200
ССК-59	К-01	1000-1300
	К-01-1	1300-1500
	К-01-2	1200-1400
	К-08	1500-1700
ССК-76	КАСК-ЧС	1500-1800
	КАСК-К	1600-2000
	КАСК-3	1000-1400
	КАСК-Р	800-1000
КССК-76	17АЧ	1500-2000

Таблица 13.12

Рекомендуемые параметры режима бурения двойными колонковыми наборами

Диаметр бурения, мм	Степень трещиноватости пород																	
	Монолитные, K_y<10шт/м				Монолитные и слаботрещиноватые, K_y<10 шт/м				Среднетрещиноватые, K_y=11-30шт\м				Сильнотрещиноватые, K_y>31шт//м					
	Тип двойной колонковой трубы																	
	ТДН-46-6; ТДН-59-7				ТДН-УТ, ГРЭС-59				ТДН-2				ТДН-О (ТДН-4)					
	Параметры режима бурения																	
	n, $мин^{-1}$	Сос, даН	Q, л/мин	n, $мин^{-1}$	Сос, даН	Q л/мин	n, $мин^{-1}$	Сос, даН	Q, л/мин	n, $мин^{-1}$	Сос, даН	Q, л/мин	n, $мин^{-1}$	Сос, даН	Q, л/мин	n, $мин^{-1}$	Сос, даН	Q, л/мин
46	1100-1400	350–400 / 700–800	7-8	1100-1400	400–450 / 800–900	8-10	500-800	-	-	300-600	-	-	300-600	500–600 / 900–1100	10-20			
59		500–600 / 900–1000	10-12		600–650 / 1000–1100	12-15		700–800 / 1200–1400	15-20					800–900 / 1200–1400	20-30			
76	-	-	-	900-1200	900–1000 / 1600–1800	20-25		1100–1200 / 1600–1800	30-40					1400–1600 / 2000–2200	40-50			
93	-	-	-	-	-	-		-	-					1500–1700 / 2300–2600	50-60			

Примечание:
В числителе приведена осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент для однослойных алмазных коронок, в знаменателе - для импрегнированных.

Бурение геологоразведочными колонковыми долотами

Рекомендуемые значения параметров режима бурения приведены в табл. 13.13

Таблица 13.13

Рекомендуемые значения параметров режима бурения геологоразведочными колонковыми долотами

Диаметр долота, мм	151	132	112	93	76
Осевая нагрузка, кН	30-60	30-50	30-50	25-30	15-20
Частота вращения, мин	50-200	50-200	50-300	50-300	50-350
Количество промывочной жидкости, л/мин.	100-300	100-300	100-300	60-200	60-200

Бурение бурильными головками

Рекомендуемые осевые нагрузки на бурильные головки представлены в табл. 13.14

Таблица 13.14

Рекомендуемые значения осевых нагрузок (кН) на бурильные головки

Диаметр бурильной головки, мм	Вооружение	Породы			
		очень твердые	твердые мало-абразивные	плотные абразивные	трещиноватые
95,5	Шарошечное	40-45	35-40	30-35	25-3-
	Твердосплавное	-	25-30	15-27	18-20
	Алмазное	20-30	18-20	15-18	11-12
116,5	Шарошечное	55-60	45-50	45-50	40-45
	Твердосплавное	-	35-40	30-40	25-30
	Алмазное	45-55	30-35	25-35	18-24
138; 142,5	Шарошечное	75-80	65-70	60-65	50-60
	Твердосплавное	-	50-60	45-55	35-40
	Алмазное	60-65	45-55	40-50	27-35
148; 158	Шарошечное	95-100	85-95	75-85	65-75
	Твердосплавное	-	60-70	55-65	40-45
	Алмазное	75-85	55-60	44-52	35-40
186	Шарошечное	130-140	110-120	95-110	80-95
	Твердосплавное	-	80-100	80-95	60-65
	Алмазное	100-120	80-90	80-85	55-60
203	Шарошечное	150-160	140-150	130-140	100-120
	Твердосплавное	-	120-140	110-120	70-80
	Алмазное	120-140	100-120	90-105	60-70

Частота вращения рассчитывается по формуле (13.6), в которой вместо $D_{кор}$ подставляют диаметр долота $D_д$. Рекомендуемые значения окружных скоростей приведены в табл.13.15.

Таблица 13.15

Рекомендуемые значения окружных скоростей вращения буровых долот

Тип долота	Окружная скорость, м/с					
	Категория по буримости					
	I-II	III	IY-Y	YI-YII	YIII-IX	X-XI
Двухлопастное	0,8-1,2	1,0-2,0	-	-	-	-
Трехлопастное	0,8-1,2	1,0-1,6	-	-	-	-
Шарошечное						
М и МС	0,8-1,2	1,2-1,4	1,0-1,4	0,8-1,2	-	-
С и СТ	-	-	1,0-1,4	0,8-1,2	-	-
Т и ТК	-	-	-	-	0,6-1,0	-
К	-	-	-	-	0,6-0,8	0,6-0,8

При бурении сильнотрещиноватых пород рекомендуется использовать минимальные частоты вращения.

Осевая нагрузка на долото определяется в зависимости от удельной нагрузки:

$$C_{ос} = C_{осо} \cdot D_д, \text{ кН} \qquad (13.12)$$

где $C_{осо}$ - нагрузка на 1 см диаметра долота, кН/см;

$D_д$ - диаметр долота, см

При бурении сильнотрещиноватых пород рекомендуется снижать осевую нагрузку на 30-40% от рассчитанного значения.

Расход промывочной жидкости при бурении долотами, как правило, определяется, в основном, условием выноса шлама по стволу скважины (при этом очистка забоя и охлаждение долота практически всегда обеспечиваются). Приводимые в литературе рекомендации по величинам скоростей восходящего потока (0,6-0,8 м/с) являются явно завышенными и приводят к значительным перерасходам гидравлической энергии.

Рекомендуемые значения параметров режима бурения долотами приведены в табл13.17 и 13.18.

Таблица 13.16

Рекомендуемые значения осевых нагрузок на 1 см диаметра долота

Тип долота	Удельная нагрузка, кН/см					
	Категория пород по буримости					
	I-II	III	IY-Y	YI-YII	YIII-IX	X-XI
Двухлопастное	0,6-0,7	0,6-0,75	-	-	-	-
Трехлопастное	0,7-0,8	0,8-0,9	-	-	-	
Шарошечное	-	-	-	-	-	-
М и МС	2,0	2,0	-	-	-	-
С	-	-	2,0-2,1	2,1-2,3	-	-
СТ	-	-	-	2,3-2,4	-	-
Т	-	-	-	2,4-2,5	2,5-2,75	-
ТК	-	-	-	-	2,75-3,0	-
К	-	-	-	-	3,0-3,5	3,5-4,0

Таблица 13.17

Технические характеристика лопастных долот и рекомендуемые параметры режима бурения

Шифр долота	Вид бурения	Диаметр долота, мм	Высота долота, мм	Диаметр промывочных каналов, мм	Осевая нагрузка, кН	Частота вращения, мин.$^{-1}$	Расход промывочного агента, л/мин.
93М	С промывкой	93,8	158	14	16-18	150-200	150-200
93МС			144	14	20-22		
112М		112	160	18	20-22	150-200	200-250
112МС			150	18	24-27		
132М		132	150	25	24-26	150-200	200-250
132МС				25	30-32		
151М		151	165	28	27-30	150-200	200-250
151МС				28	33-36		
151М	Шнековый	151	195	-	25-30	76-196	-
151МС			197	-	30-36		
165М		165	205	-	28-33	76-196	-
165МС			200	-	34-39		

Таблица 13.18

Рекомендуемые значения параметров режима бурения шарошечными долотами геологоразведочного типа

Диаметр долота, мм	Рекомендуемый диаметр УБТ, мм	Нагрузка на долото, кН		Частота вращения долота на забое, мин$^{-1}$		Кол-во промывочной жидкости, л/мин.
		рекомендуемая	максимально допустимая	рекомендуемая	максимально допустимая	
Долота типа К/и долото 760К/						
46	-	10-12	15	1,7-4,62	5,8	80-100
59	-	12-18	20	102-277	5,8	80-100
76	-	15-25	80	102-277	5,8	100-120
93	73	20-30	35	102-5,8	5,8	120-150
112	89	30-50	50	102-4,62	8,3	150-180
132	108	40-70	70	102-4,62	8,3	200-250
151	127	50-80	90	102-3,96	8,3	250-300
Долото типа Т						
76	-	12-18	20	1,7-4,62	5,8	80-100
93	76	20-25	30	1,7-5,8	5,8	180-230
112	89	25-45	45	1,7-4,62	5,3	200-280
132	108	30-60	60	1,7-4,62	8,3	250-350
151	127	40-70	80	1,7-3,96	8,3	300-440
Долото типа С						
76	-	12-18	20	1,7-4,62	5,8	80-100
93	73	15-25	25	1,7-5,8	5,8	180-230
112	89	20-30	40	1,72-4,62	8,3	200-280
132	108	30-50	60	1,7-4,62	8,3	250-250
151	127	40-60	80	1,7-3,96	8,3	300-400
Долото типа М						
112	89	15-25	50	1,7-5,8	10	300-400
132	108	20-30	40	1,7-4,62	10	350-450
151	127	25-35	60	1,7-4,62	10	450-550

Примечания:

1. Минимальные значения осевых нагрузок и максимальные значения частоты вращения рекомендуется применять при бурении менее крепких пород; максимальные значения нагрузок и минимальные значения частоты вращения - при бурении более крепких пород.
2. При бурении сильнотрещиноватых пород рекомендуется применять минимальную частоту вращения бурового снаряда и уменьшать осевую нагрузку на долото.

ГЛАВА 14

Обсадные и насосно-компрессорные трубы (НКТ)

14.1. Характеристики обсадных и насосно-компрессорных труб

Основные характеристики стальных обсадных труб ниппельного и безниппельного соединений геологоразведочного сортамента рассмотрены выше. Характеристики стальных обсадных электросварочных прямошовных труб геологоразведочного сортамента приведены в табл. 14.1, стальных обсадных труб и их соединений для глубоких скважин - в табл.14.2-14.7, пластмассовых обсадных труб - в табл. 14.8 и 14.9

Таблица 14.1

Технические данные обсадных электросварочных прямошовных труб ОТШ

Параметры	Значение параметров для обсадных труб типов	
	ОТШ-Н	ОТШ-М
Назначение	Для крепления скважин на твердые полезные ископаемые в различных геолого-технических условиях	
Конструкция обсадной колонны и область применения обсадных труб	Гладкоствольная обсадная колонна ниппельного соединения назначением для одноразового крепления ствола скважины соответствующего диаметра, где бурение ниже обсадной колонны должно быть не более 500м; внутренний канал обсадной колонны негладкий (ниппели имеют диаметр немного меньше внутреннего диаметра трубы).	Негладкоствольная бурильная колонна, собираемая из труб с помощью муфт, имеющих наружный диаметр больше наружного диаметра трубы; внутренний канал колонны - гладкий, равный внутреннему диаметру трубы. Областью применения колонн из труб ОТШ-М является крепление скважин, где необходимо обеспечение качественной цементации затрубного пространства (за счет увеличения зазоров между трубами и стенками скважины) и где бурение ниже обсадной колонны не должно быть более 1000 м.
Особенности конструкции соединения	Ниппели обсадных труб с цилиндрической трапецеидальной резьбой.	Муфта с цилиндрической трапецеидальной резьбой.
Наружный диаметр обсадных труб, мм	57; 73; 89; 108; 127	89; 114
Наружный и внутренний диаметры соединений, мм	57x46,5; 73x62; 89x78; 108x95,5; 127x114,5	108x86,5; 127x111,5
Диаметр скважин, в которые спускаются обсадные колонны (соответственно), мм	59; 76; 93; 112; 132	112(120); 132(152)

Толщина стенки обсадной трубы, мм	4,0; 4,0; 4,0; 4,5; 4,5	4,0; 4,5
Длина обсадной трубы, мм	Немерная длина в диапазоне длин 1000-1500; 2500-3000; 4500-5000	
Кривизна обсадной трубы, мм/м, не более	1,0	1,0
Материал бурильных труб	Трубы-заготовки из стали 10, 15 или 20 группы показателей качества В.	
Материал соединения	Сталь Д	Сталь 45
Теоретическая масса 1 м обсадной трубы (с учетом соединений), кг, не более	5,3; 7,1; 8,8; 12,3; 14,4	9,1; 13,0
Разработчик	ВИТР	

Таблица 14.2

Механические свойства сталей, применяемых для изготовления обсадных труб и труб МКТ

Наименование показателя	Группы прочности стали					
	Д	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление [$\sigma_в$], МПа, не менее	655	689	758	862	1000	1103
Предел текучести [$\sigma_т$], МПа,						
не менее	379	552	655	758	930	1034
не более	552	758	862	965	1137	1211

Таблица 14.3

Сортамент обсадных труб и типы резьбовых соединений

Внешний диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Тип соединения						ТБО
		с треугольной резьбой		ОТТМ	Масса, 1 м, кг	ОТТГ	Масса 1 м, кг	
		короткой	удлиненной					
114,3	5,2	Д	-	-	-	-	-	-
	5,7	Д	-	-	-	-	-	-
	6,4	Д	ДЕЛМ	ДЕЛМ	16,9	-	-	-
	7,4	-	ДЕЛМР	ДЕЛМР	19,4	-	-	-
	8,6	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	22,3	ДЕЛМРТ	22,3	-
	10,2	-	ЛМРТ	ЛМРТ	26,7	ЛМРТ	26,7	-
127,0	5,6	Д	-	-	-	-	-	-
	6,4	Д	ДЕЛМ	ДЕЛМ	19,1	-	-	-
	7,5	Д	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	22,1	-	-	-
	9,2	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	26,7	ДЕЛМРТ	26,7	ДЕЛМРТ
	10,7	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	30,7	ДЕЛМРТ	30,7	ДЕЛМРТ
139,7	6,2	Д	-	Д	20,4	-	-	-
	7,0	Д	ДЕЛМ	ДЕЛМ	22,9	-	-	-
	7,7	Д	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	25,1	-	-	-
	9,2	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	29,5	ДЕЛМРТ	29,5	ДЕЛМРТ
	10,5	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	33,6	ДЕЛМРТ	33,6	ДЕЛМРТ
146,0	6,5	Д	-	Д	22,3	-	-	-
	7,0	Д	ДЕЛМ	Д	24,0	-	-	-
	7,7	Д	ДЕЛМ	ДЕЛМ	26,2	-	-	-
	8,5	-	ДЕЛМРТ	ДЛМРТ	28,8	ДЕЛМРТ	28,8	ДЕЛМРТ
	9,5	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	32,0	ДЕЛМРТ	32,0	ДЕЛМРТ
168,3	7,3	Д	ДЕ	ДЕ	-	-	-	-
	8,9	Д	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	35,1	ДЕЛМРТ	35,1	ДЕЛМРТ
	10,6	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	41,2	ДЕЛМРТ	41,2	ДЕЛМРТ

	12,1	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	46,5	ДЕЛМРТ	46,5	ДЕЛМРТ
177,8	5,9	Д	-	-	-	-	-	-
	6,9	Д	-	Д	-	-	-	-
	8,1	Д	ДЕЛ	ДЕЛ	33,7	-	-	-
	9,2	Д	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	38,2	ДЕЛМРТ	38,2	ДЕЛМРТ
	10,4	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	42,8	ДЕЛМРТ	42,8	ДЕЛМРТ
	11,5	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	47,2	ДЕЛМРТ	47,2	ДЕЛМРТ
	12,7	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	51,5	ДЕЛМРТ	51,5	ДЕЛМРТ
	13,7	-	ЕЛМРТ	ЕЛМРТ	-	ЕЛМРТ	55,5	ЕЛМРТ
	15,0	-	ЛМРТ	ЛМРТ	-	ЛМРТ	60,8	ЛМРТ
193,7	7,6	Д	-	Д	-	-	-	-
	8,3	Д	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	-	-	-	-
	9,5	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	43,3	ДЕЛМРТ	43,3	ДЕЛМРТ
	10,9	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	49,2	ДЕЛМРТ	49,2	ДЕЛМРТ
	12,7	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	56,7	ДЕЛМРТ	56,7	ДЕЛМРТ
	15,1	-	ЛМРТ	ЛМРТ	-	ЛМРТ	66,55	ЛМРТ
219,1	6,7	Д	-	-	-	-	-	-
	7,7	Д	-	Д	-	-	-	-
	8,9	Д	ДЕЛМ	ДЕЛМ	46,3	ДЕЛМ	46,3	-
	10,2	Д	ДЕЛМР	ДЕЛМР	52,3	ДЕЛМР	52,3	-
	11,4	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	58,5	ДЕЛМРТ	58,5	-
	12,7	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	64,6	ДЕЛМРТ	64,6	-
	14,2	-	ЛМРТ	ЕЛМРТ	71,5	ЕЛМРТ	71,5	-
244,5	7,9	Д	-	Д	-	-	-	-
	8,9	Д	ДЕЛМ	ДЕЛМ	51,9	ДЕЛМ	51,9	-
	10,0	Д	ДЕЛМР	ДЕЛМР	58,0	ДЕЛМР	58,0	-
	11,1	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	63,6	ДЕЛМРТ	63,9	-
	12,0	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	68,7	ДЕЛМРТ	68,7	-
	13,3	-	ДЕЛМРТ	ДЕЛМРТ	78,7	ДЕЛМРТ	78,7	-
	15,9	-	ЛМРТ	ЛМРТ	-	ЛМРТ	89,5	-
273,1	7,4	Д	-	-	-	-	-	-
	8,9	ДЕЛМ	-	ДЕЛМ	57,9	ДЕЛМ	57,9	-
	10,2	ДЕЛМР	-	ДЕЛМР	65,9	ДЕЛМР	65,9	-
	11,4	ДЕЛМР	-	ДЕЛМР	73,7	ДЕЛМР	73,7	-
	12,6	ДЕЛМРТ	-	ДЕЛМРТ	80,8	ДЕЛМРТ	80,8	-
	13,8	ДЕЛМРТ	-	ДЕЛМРТ	-	ДЕЛМРТ	88,5	-
	15,1	ЕЛМРТ	-	ЕЛМРТ	-	ЕЛМРТ	96,1	-
	16,5	ЛМРТ	-	ЛМРТ	-	ЛМРТ	104,5	-
298,5	8,5	Д	-	-	-	-	-	-
	9,5	Д	-	Д	67,9	-	-	-
	11,1	ДЕЛМ	-	ДЕЛМ	78,3	-	-	-
	12,4	ДЕЛМРТ	-	ДЕЛМРТ	87,6	-	-	-
	14,8	ЕЛМРТ	-	ЕЛМРТ	-	-	-	-
323,9	8,5	Д	-	-	-	-	-	-
	9,5	ДЕЛ	-	ДЕЛ	73,6	-	-	-
	11,0	ДЕЛМ	-	ДЕЛМ	84,8	-	-	-
	12,4	ДЕЛМРТ	-	ДЕЛМРТ	95,2	-	-	-
	14,0	ДЕЛМРТ	-	ДЕЛМРТ	-	-	-	-
339,7	8,4	Д	-	-	-	-	-	-
	9,7	ДЕЛ	-	ДЕЛ	78,6	-	-	-
	10,9	ДЕЛ	-	ДЕЛ	88,6	-	-	
	12,2	ДЕЛМ	-	ДЕЛМ	98,5	-	-	-
	13,1	ДЕЛМРТ		ДЕЛМРТ	-	-	-	-
	14,0	ДЕЛМРТ	-	ДЕЛМРТ	-	-	-	-
	15,4	ЛМРТ	-	ЛМРТ	-	-	-	-
351,0	9,0	Д	-	-	-	-	-	-
	10,0	ДЕЛ	-	-	-	-	-	-
	11,0	ДЕЛМ	-	-	-	-	-	-
	12,0	ДЕЛМ	-	-	-	-	-	-
377,0	9,0	Д	-	-	-	-	-	-
	10,0	ДЕ	-	-	-	-	-	-
	11,0	ДЕЛ	-	-	-	-	-	-

	12,0	ДЕЛ	-	-	-	-	-	-
406,4	9,5	Д	-	-	-	-	-	-
	11,4	ДЕ	-	-	-	-	-	-
	12,6	ДЕ	-	-	-	-	-	-
	16,7	ДЕ	-	-	-	-	-	-
426,0	10,0	Д	-	-	-	-	-	-
	11,0	ДЕ	-	-	-	-	-	-
	12,0	ДЕ	-	-	-	-	-	-
473,1	11,1	Д	-	-	-	-	-	-
508,0	11,1	Д	-	-	-	-	-	-
	12,7	Д	-	-	-	-	-	-
	16,1	Д	-	-	-	-	-	-

Таблица 14.4

Основные характеристики раструбных обсадных труб

Внешний диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Диаметр внутренний, мм	Раструб		Масса 1 м, кг
			Внешний диаметр, мм	длина	
127,0	9,2	108,6	136	104	26,7
139,7	9,2	121,3	149	108	29,5
	10,5	118,7	-	-	33,5
146,1	9,5	127,1	156	108	32,0
	10,7	124,7	-	-	35,7
168,3	8,9	150,5	178	112	35,1
	10,6	147,1	-	-	41,2
	12,1	144,1	-	-	46,4
177,8	9,2	159,4	187	116	38,2
	10,4	157,0	-	-	42,7
	11,5	154,8	-	-	42,7
	12,7	152,4	-	-	51,3
193,7	9,5	174,7	206	120	43,3
	10,9	171,9	-	-	49,2
	12,7	168,3	-	-	56,6

Таблица 14.5

Прочностная характеристика обсадных труб с резьбой треугольного профиля

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки,.мм	Страгивающая нагрузка, кН				Снимающее давление, МПа				Внутреннее давление, при котором возникает предел текучести материала труб, МПа			
		Д	Е	Л	М	Д	Е	Л	М	Д	Е	Л	М
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
114,3	6,4	500	725	860	1000	27,0	35,2	38,9	41,7	37,1	54,0	64,2	74,2
	7,4	600	870	1040	1200	34,2	46,2	52,2	57,3	42,9	62,4	74,2	85,8
	8,6	725	1050	1240	440	42,4	59,0	68,0	76,1	50,0	72,5	86,2	99,8
	10,2	-	-	1520	1750	-	-	88,1	100,2	-	-	102,2	118,3
127,0	6,4	560	825	970	1130	22,3	28,1	30,6	32,4	33,4	48,6	57,7	66,8
	7,5	685	1000	1190	1380	29,5	39,0	43,5	47,1	39,2	56,9	67,6	78,3
	9,2	880	1280	1520	1760	40,3	55,7	63,9	71,1	48,1	69,8	83,0	96,0
	10,2	1050	1520	1800	2090	49,4	69,7	81,1	91,7	56,0	81,2	96,5	111,7

139,7	7,0	695	10101	1200	1390	22,1	27,8	30,2	31,9	33,2	48,3	57,4	66,4
	7,7	785	1140	1350	1570	26,3	34,1	37,5	40,3	36,6	53,1	63,1	73,1
	9,2	970	1410	1680	1940	35,1	47,5	53,9	59,3	43,7	63,5	75,5	87,3
	10,5	1130	1640	1950	2250	42,4	58,9	67,9	75,9	49,9	72,4	86,1	99,7
146 0	7,0	735	1070	1260	1460	20,3	25,2	27,1	28,6	31,8	46,2	54,9	63,5
	7,	825	1200	1430	1660	24,3	31,1	34,0	36,3	35,0	50,8	60,4	69,9
	8,5	930	1350	1610	1860	28,8	37,9	42,1	45,6	38,6	56,1	66,6	77,1
	9,5	1060	1540	1830	2130	34,4	46,6	52,6	57,8	43,1	62,7	74,5	86,2
	10,7	1210	1760	2100	2440	40,9	56,6	65,1	72,6	48,6	70,6	83,9	97,1
168,3	7,3	880	1280	-	-	16,6	19,9	-	-	28,8	41,8	-	-
	8,9	1130	1640	1950	2250	24,4	31,3	34,2	36,6	35,1	51,0	60,6	70,1
	10,6	1380	2010	2380	2760	32,7	44,0	49,5	54,2	41,8	60,7	72,1	83,5
	12,1	1600	2320	2760	3190	39,9	55,0	63,0	70,2	47,7	69,3	82,3	95,4
177,8	8,1	1070	1550	1830	-	18,3	22,3	24,1	-	30,3	43,9	52,2	-
	9,2	1230	1800	2140	2480	23,5	29,9	32,5	34,6	34,3	49,9	59,3	68,6
	10,4	1430	2080	2470	2850	29,1	38,3	42,6	46,2	38,8	56,3	67,0	77,5
	11,5	1600	2320	2760	3190	34,1	46,1	52,1	57,2	42,9	62,3	74,1	85,7
	12,7	1780	2590	3080	3570	39,5	54,4	62,3	69,4	47,4	68,9	81,8	94,7

Таблица 14.6

Основные параметры обсадных труб и их стандартных и обточенных муфт

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Внешний диаметр муфты, мм	Внешний диаметр обточенной муфты, мм
114	6	102,3	133	127
127	6	115	146	140
140	6	127,7	159	152
146	6,5	133	166	159
168	6,5	155,3	188	180
178	7	163,8	198	190
194	7	179,7	216	210
219	7	205,1	245	235
245	8	228,5	270	260
273	8	257,1	299	287
299	8	282,5	324	314
324	9	305,9	351	340
340	9	321,7	365	356
351	9	333	376	367
377	9	359	402	390
407	9	388,4	432	420
426	10	406	451	440
508	11	486	533	521
630*	12	606	-	-
720*	12	696	-	-
820*	12	796	-	-
920*	12	896	-	-
1120*	12	1096	-	-
1220*	12	1196	-	-
1320*	12	1296	-	-

*Трубы электросварные.

Таблица 14.7

Параметры башмаков колонных типа БКМ

Код изделия	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Наружный диаметр башмака, мм	Длина, мм	Диаметр отверстия, мм	Масса, кг (не более)
БКМ-114	114,3	133	300	50	15
БКМ-146	146,0	166	340	70	25
БКМ-168	168,3	188	350	80	28
БКМ-178	177,8	198	360	90	32
БКМ-194	193,7	216	390	100	42
БКМ-219	219,	245	410	110	50
БКМ-245	244,5	270	420	120	60
БКМ-324	323,9	351	440	160	85
БКМ-426	426,0	451	410	220	90

Таблица 14.8

Основные характернстики пластмасс

Свойства	Пластмасса			
	ПНП	ПВП	ПП	ВП
Плотность, г/см^3	0,93-0,95	0,96-0,98	0,92-0,93	1,4
Предел прочности, 10^9Па				
при растяжении	1,0-1,6	2,0-4,0	3,0-3,5	5,0
при сжатии	2,4	2,3	6,0-7,0	8,0
прн изгибе	1,2-1,7	2,0-3,8	9,0-12,0	10,0-12,0
Модуль упругости 1-го рода, 10^9 Па	10-25	50-90	-	400
Удлинеине при разрыве, %	150-160	200-900	500-700	10-15
Температура сварки, ^{0}С	190	210	235	240

Примечание:

ПП - полипропилен; ПВП - полиэтилен высокой плотности;

ПНП - полиэтилен низкой плотности; ВП - винипласт

Таблица 14.9

Сортамент пластмассовых труб

Внешний диаметр, мм	Толщина стенки труб, мм									
	ПП		ПВП				ПНП			
	Тип труб									
	Л	С	Л	С-Л	С	Т	Л	С-Л	С	Т
63	2,0	3,6	2,0	2,5	3,6	5,7	3,0	4,7	6,7	10,3
75	2,4	4,3	2,0	2,9	4,3	6,8	3,6	5,6	8,0	12,5
90	2,8	5,1	2,2	3,5	5,1	8,2	4,3	6,7	9,6	15,0
110	3,5	6,2	2,7	4,3	6,2	10,0	5,2	8,1	11,8	18,3
125	3,9	7,1	3,1	4,8	7,1	11,4	6,0	9,3	13,4	20,8
140	4,4	7,9	3,5	5,4	7,9	12,7	6,7	10,4		
160	5,0	9,1	3,9	6,2	9,1	14,6	7,7	11,9		
180	5,6	10,2	4,4	7,0	10,2	16,4				
200	6,2	11,4	4,9	7,7	11,4	18,2				
225	7,0	12,8	5,5	8,7	12,8	20,5				
250	7,8	14,2	6,1	9,7	14,2	22,8				
280	8,7	15,9	6,9	10,8	15,9	25,5				
315			7,7	13,2	17,9					

Таблица 14.10

Основные характеристики насосно-компрессорных труб

Внешний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Высадка		Масса 1 м трубы, кг	
			Внешний диаметр, мм	Длина, мм	Гладкий	с учетом муфты
Гладкие отечественные						
33,4	3,5	26,4	-	-	2,6	2,64
42,2	3,5	35,2	-	-	3,3	3,36
48,3	4,0	40,3	-	-	4,4	4,45
60,3	5,0	50,3	-	-	6,8	6,93
73,0	5,5	62,0	-	-	9,2	9,45
73,0	7,0	59,0	-	-	11,4	11,65
88,9	6,5	75,9	-	-	13,2	13,56
101,6	6,5	88,6	-	-	15,2	15,66
114,3	7,0	100,3	-	-	18,5	19,00
Зарубежные						
26,7	2,87	21,0	-	-	1,7	1,70
33,4	3,38	26,6	-	-	2,5	2,53
42,2	3,56	35,1	-	-	3,4	3,42
48,3	3,68	40,9	-	-	4,0	4,09
60,3	4,24	51,8	-	-	5,9	5,95
	4,83	50,7	-	-	6,6	6,84
	6,45	47,4	-	-	8,6	8,63
73,0	5,51	62,0	-	-	9,2	9,52
	7,82	57,4	-	-	12,6	12,80
88,9	5,49	77,9	-	-	11,3	11,46
	6,45	76,0	-	-	13,1	13,69
	9,52	69,9	-	-	18,6	18,90
101,6	5,74	90,1	-	-	13,6	14,14
114,3	6,88	100,5	-	-	18,2	18,75
С высадкой наружу (отечественные)						
26,7	3,0	20,7	33,4	40	1,8	1,84
33,4	3,5	26,4	37,3	45	2,6	2,65
42,2	3,5	35,2	46,0	51	3,3	3,37
48,3	4,0	40,3	53,2	57	4,4	4,48
60,3	5,0	50,3	65,9	89	6,8	6,95
73,0	5,5	62,0	73,6	95	9,2	9,48
73,0	7,0	59,0	78,6	95	11,4	11,68
88,9	6,5	76,0	95,2	102	13,2	13,60
88,9	8,0	73,0	95,2	102	16,0	16,40
101,6	6,5	88,6	108,0	102	15,2	15,70
114,3	7,0	100,3	120,6	108	18,5	19,13
Гладкие высокогерметичные НКМ						
60,3	5,0	50,3	-	-	6,8	7,0
73,0	5,5	62,0	-	-	9,2	9,45
73,0	7,0	59,0	-	-	11,4	11,65
88,9	6,5	75,9	-	-	13,2	13,60
88,9	8,0	72,9	-	-	16,0	16,40

Продолжение табл. 14.10

101,6	6,5	88,6	-	-	15,2	15,70
114,3	7,0	100,3	-	-	18,5	19,25
Безмуфтовые						
60,3	5,0	50,3	71	95	6,8	7,00
73,0	5,5	62,0	84	100	9,2	9,40
73,0	7,0	59,0	86	100	11,4	11,70
88,9	6,5	75,9	102	100	13,2	13,50
88,9	8,0	72,9	104	100	16,0	16,40
101,6	6,5	88,6	116	100	15,2	15,60
114,3	7,0	100,3	130	100	18,5	19,00

Таблица 14.11

Муфты для насосно-компрессорных труб

Внешний диаметр трубы, мм	Муфта			Внешний диаметр трубы, мм	Муфта		
	Внешний диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг		Виешний диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
Гладкие (отечественные)							
33,4	42,2	84	0,4	73,0	88,9	110	1,3
42,2	52,2	90	0,6	88,9	108,0	146	3,6
48,3	55,9	96	0,6	101,6	120,6	150	4,5
60,3	73,0	110	1,3	114,3	132,1	156	5,1
Гладкие (зарубежные)							
26,7	33,4	81	0,23	73,0	88,9	130	2,34
33,4	42,2	83	0,38	88,9	108,0	143	3,71
42,2	52,2	89	0,56	101,6	120,6	146	4,34
48,3	55,9	95	0,59	114,3	132,1	156	4,89
60,3	73,0	108	1,28				
С высадкой наружу (отечественные)							
26,7	42,2	84	0,4	73,0	93,2	134	2,8
33,4	48,3	90	0,5	88,9	114,3	146	4,2
42,2	55,9	96	0,7	101,6	127,0	154	5,0
48,3	63,5	100	0,8	114,3	141,3	160	6,3
60,3	77,7	126	1,5				
С высадкой наружу (зарубежные)							
26,7	42,2	83	0,38	73,0	93,2	133	2,40
33,4	48,3	89	0,57	88,9	114,3	146	4,10
42,2	55,9	95	0,68	101,6	127,0	152	4,82
48,3	63,5	98	0,84	114,3	141,3	159	6,04
60,3	77,8	124	1,55				
Высокогерметичные НКМ							
60,3	73,0	135	1,8	101,6	120,6	155	5,1
73,0	88,9	135	2,5	114,3	132,1	205	7,4
88,9	108,0	155	4,1				

Таблица 14.12

Прочностная характеристика отечественных насосно-компрессорных труб

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Растягивающая нагрузка, при которой происходит нарушение целостности колонны, кН										Предельное давление для труб всех типов, МПа									
		Гладкие трубы			Трубы с высадкой наружу и типа НКБ			Высокогерметичные трубы типа НКМ				Внутреннее				Сминающее					
		Д	К	Е	Л	Д	К	Е	Л	Д	К	Е	Л	Д	К	Е	Л	Д	К	Е	Л
33,4	3,5	-	-	-	-	127	164	181	214	-	-	-	-	79,6	104,8	115,3	136,2	65,0	85,0	93,0	109,0
42,2	3,5	-	-	-	-	162	213	234	277	-	-	-	-	63,0	82,9	91,2	107,8	48,5	62,5	68,0	79,0
48,3	4,0	118	156	171	203	211	278	306	362	-	-	-	-	62,9	82,8	91,1	107,7	48,5	62,5	68,0	79,0
60,3	5,0	208	274	301	356	330	434	477	564	270	355	390	461	63,0	82,9	91,2	107,8	48,5	62,5	68,0	79,0
73,0	5,5	294	387	426	503	443	583	641	758	370	487	535	633	57,3	75,3	82,9	97,9	42,5	54,5	69,5	68,5
73,0	7,0	402	529	582	688	551	725	798	943	478	629	692	818	72,9	95,9	105,5	124,7	58,5	76,0	83,0	97,0
88,9	6,5	444	584	643	760	634	835	918	1085	550	723	796	940	55,6	73,1	80,4	95,1	41,0	52,5	56,5	65,0
88,9	8,0	-	-	-	-	768	1010	1111	1314	683	899	989	1168	68,4	90,0	99,0	117,0	54,0	70,0	76,5	89,0
101,6	6,5	460	605	666	787	738	970	1068	1262	635	836	920	1087	48,6	64,0	70,4	83,2	34,0	42,5	45,5	51,5
114,3	7,0	567	746	821	970	896	1179	1297	1533	781	1028	1131	1336	46,5	61,2	67,4	79,6	31,5	39,5	42,0	47,5

14.2. Расчет обсадных и насосно-компрессорных труб

Расчет допустимой глубины спуска ($H_д$) стальных обсадных колонн ниппельного соединения ведется на разрыв труб в опасном сечении по впадинам резьбы или ниже трубы ($H_{д1}$) и на смятие ниток резьбы ($H_{д2}$).

$$H_{д1} = \frac{\lfloor \sigma_T \rfloor f}{2q}, \text{ м} \qquad (14.1)$$

$$H_{д2} = \frac{1{,}2\lfloor \sigma_T \rfloor (D_p^2 - d_p^2)}{q}, \text{ м} \qquad (14.2)$$

$$H_д = \begin{cases} H_{д1}, \text{ если } H_{д1} < H_{д2} \\ H_{д2}, \text{ если } H_{д2} < H_{д1} \end{cases}, \qquad (14.3)$$

где $\lfloor \sigma_T \rfloor$ - предел текучести материала труб Па;

f - площадь опасного сечения, м^2;

q - вес 1 м трубы, Н/м;

D_p - наружный диаметр резьбы, м;

d_p - внутренний диаметр резьбы, м

Расчет допустимой глубины спуска ($H_д$) стальных обсадных колонн муфтового соединения следует вести из условия страгивания резьбы

$$H_д = \frac{\pi \delta D_{pcp} \lfloor \sigma_T \rfloor}{q\left(1 + \frac{D_{pcp}}{2l} ctg(\alpha_p + \varphi_{TP})\right)}, \text{ м} \qquad (14.4)$$

где δ - толщина стенки трубы по впадине первой нитки резьбы (см. прочностной расчет бурильной колонны), м;

D_{pcp} - средний диаметр резьбы по первой полной нитке, находящейся в защемлении, м;

l - длина нарезанной части трубы, м;

α_p - угол между опорной поверхностью резьбы и осью трубы, градус;

φ_{TP} - угол трения, градус, $\varphi_{TP} = 18^0$.

Расчет допустимой глубины спуска ($H_д$) стальных обсадных труб, соединенных сваркой встык определяется прочностью сварного шва

$$Hд = \frac{1}{q} \cdot 0{,}35\lfloor \sigma_T \rfloor f_{TP}, \text{ м} \qquad (14.5)$$

где f_{TP} - площадь сечения трубы (принимается равной площади сечения сварного шва), м^2

Расчет допустимых внутренних и внешних избыточных давлений $P_{и1}$ из условия прочности, действующих на стальные обсадные трубы, можно произвести по следующей зависимости

$$P_{и1} = \frac{D^2 - d^2}{2D^2}\lfloor \sigma_T \rfloor \text{ Па} \qquad (14.6)$$

где D и d - внешний и внутренний диаметры трубы соответственно, м

Расчет допустимого внешнего давления $P_{и\ внешн2}$ из условия устойчивости

$$P_{ивнеш2} = \frac{2E}{1-\mu^2} \cdot \left(\frac{\delta}{D}\right)^3, \text{ Па} \qquad (14.7)$$

где E - модуль Юнга материала труб, Па;

μ - коэффициент Пуассона

$$P_{ивнеш} = \begin{cases} P_{и1}, \text{ если } P_{и1} < P_{ивнеш2} \\ P_{ивнеш2}, \text{ если } P_{ивнеш2} < P_{и1} \end{cases} \qquad (14.8)$$

где $P_{и\ внешн2}$ - допускаемое внешнее избыточное давление, Па.

Пластмассовые обсадные трубы соединяются в колонну обычно сваркой (резьба значительно снижает прочность труб). Наиболее опасным видом деформации является смятие труб. Допустимое давление смятия можно приближенно определить по зависимости (14.6).

Трубы НКТ в зависимости от вида напряженного состояния могут рассчитываться на прочность при растяжении, на сопротивляемость смятию избыточным внешним давлением и на сопротивляемость разрыву избыточности внутренним давлением.

П р и м е р. Определить величину допустимого избыточного внутреннего давления, действующего на стальную колонну НКТ (трубы гладкие отечественные) с внешним диаметром D = 73 мм = 0,073 м и толщиной стенки δ = 5,5 мм = $5{,}5 \cdot 10^{-3}$ м. Материал труб - сталь группы прочности Д.

Принимаем $\lfloor \delta_T \rfloor$ = 379 МПа = $379 \cdot 10^6$ Па. Внутренний диаметр труб d = 62 мм = 0,062 м.

Тогда по зависимости (14.6)

$$P_{u1} = \frac{0{,}073^2 - 0{,}062^2}{2 \cdot 0{,}073^2} \cdot 379 \cdot 10^6 \approx 52806812\ Па \approx 52{,}8\ МПа$$

Проверяем: по табл. 14.12 для данных труб НКТ P_{u1} = 57,3 МПа

ГЛАВА 15

Тампонажные смеси и буферные жидкости

15.1. Характеристики тампонажных смесей и буферных жидкостей

Тампонирование скважин - это технологический процесс, направленный на создание специальных тампонажных затворов и опор с целью ликвидации поглощений очистных агентов в процессе бурения, установки специальных мостов для устранения перетоков пластовых флюидов по стволу скважины, перекрытия некоторых стволов многозабойных скважин, создания искусственных забоев скважин при искусственном искривлении последних, герметизации затрубного пространства обсадных колонн и ликвидации скважин.

Тампонирование подразделяют на проводимое в процессе сооружения скважины (технологическое) и проводимое после того, как скважина исполнит свое целевое назначение (ликвидационное тампонирование).

Тампонирование цементами часто называют цементированием скважины. Для приготовления тампонажных смесей могут использоваться вяжущие материалы (цементы, гипс, известь, синтетические смолы), наполнители (песок, кремнистые материалы, утяжелители и т.д.), реагенты (ускорители и замедлители схватывания, пластификаторы и т.д.) и жидкости затворения (пресная и минерализованная вода, углеводородные жидкости), (табл. 15.1).

Таблица 15.1

Обозначення тампонажных цементов

Цемент	Обозначение
Портландцемент для скважин:	
холодных	ПЦХ
горячих	ПЦХ
Утяжеленный портландцемент для скважин:	
холодных	УПЦХ

Продолжение табл. 15.1

горячих	УПЦХ
Песчанистый портландцемент для скважин:	
холодных	ППЦХ
горячих	ППЦГ
Солестойкий портландцемент для скважин:	
холодных	СПЦХ
горячих	СПЦГ
Низкогигроскопичный портландцемент для скважин	
холодных	НПЦХ
горячих	НПЦГ
Облегченный портландцемент для скважин	
холодных	ОПЦХ
горячих	ОПЦХ
Шлакопесочный совместного помола:	ШПЦС-120
Утяжеленный шлаковый	ШПЦС-200
	УШЦ1-120
То же	УШЦ2-120
-"-	УШЦ1-200
-"-	УШЦ2-200
Утяжелеиный для горячих скважин	УПГ-1
То же	УПГ-2
Облегченный для скважин:	
холодных	ОЦХ
горячих	ОЦГ
Цементно-глинистые составы	ЦГС
Тампонажный быстротвердеющий расширяющийся	ЦТБР
Цементно-смоляная композиция	ЦСК

Таблица 15.2

Выбор типа и рецептуры тампонажного раствора

Шифр цемента	Рекомендуемая температурная область применения, °С					Плотность тампонажного раствора, г/см³	Водоцементное отношение В/Ц	Отложения в интервале цементирования				Вид флюида		
	от -2 до +15	15-40	40-100	100-160	160-250			Галит	Бишофит	Сульфаты	Минерализация <400г/с	Пресная вода	Нефть	Газ	Газоконденсат
ПЦХ		+				1,80-1,84	0,50	+		+		+	+	+	+
ПЦГ			+			1,81-1,84	0,50	+				+	+	+	+
УПЦХ		+				1,95-2,10	0,36	+		+		+	+	+	+
УПЦГ			+			1,95-2,10	0,36	+		+	+	+	+	+	+
ППЦХ		+				1,81-1,84	0,50	+		+	+	+	+	+	+
ППЦГ			+			1,81-1,84	0,50	+			+	+	+	+	+
СПЦХ		+				1,81-1,84	0,50	+		+	+	+	+	+	+
СПЦГ			+			1,81-1,84	0,50	+		+	+	+	+	+	+
НПЦХ		+				1,81-1,84	0,50	+		+		+	+	+	+
НПЦГ			+			1,81-1,84	0,50	+				+	+	+	+
ОПЦХ		+				1,55-1,65	0,80	+		+		+			
ОПЦГ			+			1,55-1,65	0,80	+		+		+			
ШПЦС-120				+		1,70-1,82	0,42	+	+	+	+	+	+	+	+
ШПЦС-200					+	1,78-1,82	0,40	+	+	+	+	+	+	+	+
УШЦ1-120				+		2,06-2,16	0,35	+		+	+	+	+	+	+
УШЦ2-120				+		2,16-2,30	0,32	+		+	+	+	+	+	+
УШЦ1-200					+	2,06-2,16	0,32	+	+	+	+	+	+	+	+
УШЦ2-200					+	2,16-2,30	0,32	+	+	+	+	+	+	+	+
УДГ-1			+			2,06-2,16	0,32	+		+	+	+	+	+	+
УДГ-2			+			2,16-2,30	0,32	+		+	+	+	+	+	+
ОЦГ			+	+		1,40-1,55	0,95	+		+		+	+	+	+
ЦГС				+		1,55-1,70	0,80	+		+		+			
ИТБР	+					1,85	0,42	+		+	+	+	+	+	+
ОЦХ	+	+				1,45-1,55	0,90	+		+	+	+	+	+	+
ЦСК		+	+			1,45-1,85	0,8-0,5	+		+	+	+	+	+	+

Таблица 15.3

Концентрация реагентов, % от массы цемента										Время загустевания раствора, мин, не менее	Время ОЗЦ, ч, не более
Замедлители схватывания				Ускорители схватывания			Понизители показателя фильтрации				
СДБ (ССБ0	КМЦ	Гипан	ВКК (СКК)	Хромпик	CaCl	NaCl	Ca_2CO_3	КМЦ	Гипан	ПВС-ТР	
-	-	-	-	-	1-3	1-3	1-3	0,5-2,0	0,5-2,0	0,2-0,6	90	48
0,1-0,5	0,1-0,8	0,1-0,8	0,3-0,5	0,1-0,5	-	-	-	0,5-2,0	0,5-2,0	0,5-2,0	90	24
-	-	-	-	-	1-3	1-3	1-3	0,5-2,0	-	0,2-0,6	90	48
0,1-0,5	0,1-0,8	0,1-0,8	0,3-0,5	0,1-0,5	-	-	-	0,5-2,0	-	0,5-2,0	90	24
-	-	-	-	-	1-3	1-3	1-3	0,5-2,0	0,2-1,0	0,2-0,6	90	48
0,1-0,5	0,1-0,8	0,1-0,8	0,3-0,5	0,1-0,5	-	-	-	0,5-2,0	0,2-1,0	0,5-2,0	90	24
-	-	-	-	-	1-3	1-3	1-3	0,5-2,0	0,2-1,0	-	90	48
0,1-0,5	0,1-0,8	0,1-0,8	0,3-0,5	0,1-0,5	-	-	-	0,5-2,0	0,2-1,0	0,2-0,6	90	24
-	-	-	-	-	1-3	1-3	1-3	0,5-2,0	0,2-1,0	0,5-2,0	90	48
0,1-0,5	0,1-0,8	0,1-0,8	0,3-0,5	0,1-0,5	-	-	-	0,5-2,0	0,5-2,0	0,5-2,0	90	24
-	-	-	-	-	1-3	1-3	1-3	0,5-2,0	0,5-2,0	-	120	24
0,1-0,8	0,1-0,8	0,1-0,8	0,3-0,5	0,1-0,5	-	-	-	0,5-2,0	0,5-2,0	-	120	24
0,1-0,5	0,1-0,5	0,1-0,5	0,4-1,5	0,1-1,0	-	-	-	0,5-2,0	0,5-2,0	-	180	24
0,3-0,5	0,4-1,5	0,1-1,5	0,4-1,5	0,1-1,0	-	-	-	0,5-2,0	-	-	120	24
0,1-0,5	0,4-1,5	-	0,4-1,5	0,1-1,0	-	-	-	0,5-2,0	-	-	120	24
0,1-0,5	0,1-1,5	-	0,4-1,5	0,1-1,0	-	-	-	0,5-2,0	-	-	180	24
0,1-0,5	0,4-1,5	-	0,4-1,5	0,1-1,0	-	-	-	0,5-2,0	-	-	180	24
0,1-0,5	0,4-1,5	-	0,4-1,5	0,1-1,0	-	-	-	0,5-2,0	-	0,5-2,0	90	24
0,1-0,5	0,1-1,5	-	0,4-1,0	0,1-1,0	-	-	-	0,5-2,0	-	0,5-2,0	90	24
0,1-0,5	0,1-1,5	-	0,4-1,0	0,1-1,0	-	-	-	0,5-2,0	0,5-2,0	0,5-2,0	90	24
0,3-0,8	0,1-1,5	0,1-1,5	0,4-1,5	0,1-1,0	-	-	-	0,5-2,0	0,5-2,0	-	140	48
0,3-0,8	0,1-1,5	0,4-1,5	0,4-1,5	0,1-1,0	-	-	-	0,5-2,0	0,5-2,0	0,5-2,0	60	24
-	-	-	-	-	1-3	1-3	1-3	0,5-2,0	0,5-2,0	0,5-2,0	60	24
-	-	-	-	-	1-3	1-3	1-3	0,5-2,0	0,5-2,0	0,5-2,0	90	24
0,1-0,5	0,3-1,0	0,3-1,0	0,3-1,0	0,1-0,5	1-3	1-3	1-3	0,5-2,0	0,5-2,0	0,5-2,0	90	24

Таблица 15.4

Реагенты тампонажных растворов

Реагент	Товарный вид, концентрация, %	Концентрация водного или водно-щелочного раствора, %	Время перемешивания, мин.	Плотность реагента в товарном виде, кг/м³
NaCl	Порошок	25	25	2165
$MgCl_2$	-"-	32	15	1298
Na_2CO_3	-"-	10-15	25	2533
ВКК	-"-	15	25	1760
КМЦ	-"-	8	50	1330
Бихромат калия	-"-	10	25	2500
Метас	-"-	10	90	1290
Глина	-"-	10	180	2400-2500
Жидкое стекло	Жидкость, 40	-	-	1430
Гипан	Жидкость, 17	-	-	1140
NaCl	Порошок	50	15	2512
$CaCl_2$	Жидкость, 38	-	-	1390
КССБ	Жидкость, 25-30	-	-	1110-1120
Оксил	Порошок	30	25	1135
Оксил	Жидкость, 30	-	-	1135

Для борьбы с поглощениями жидкости могут использоваться различные схемы тампонирования. Цементирование может быть как одноступенчатым, так и двухступенчатым. Основные характеристики буферных жидкостей (жидкостей для продавления цементного раствора) приведены в табл. 15.5.

Таблица 15.5

Структурно-механнческие показатели буферных жидкостей (БЖ)[-3]

Шифр буферной жидкости	Тип буферной жидкости	Плотность, г/см³	Состав компонентов	Расход компонентов на 1 м³	Структурно-механические параметры	
					СНС, Пв	Абсолют. вязкость, Па·с
1.	Техническая вода	1,0	-	-	0	10^{-3}
2.	10%-ный раствор соляной кислоты	1,0			0	10
3.	Раствор соли	-	NaCl, $CaCl_2$	-	0	10^{-3}
4.	Утяжеленная буферная жидкость с малым показателем фильтрации на основе БП-100.	-	БП-100 Утяжелитель Вода	90,0	0,2	
5.	Незамерзающая буферная жидкость на основе БП-100.	1,8	БП-1001 $CaCl_2$ Вода	300 кг 60 кг 0,76 м³	0	$2 \cdot 10^{-3}$
6.	Неутяжеленная БЖ с малым показателем фильтрации на основе БП-100.	1,06	БП-100 Вода	300 кг 0,76 м³	5,0	0,1
7.	Вязкоупругий разделитель ВУР-1.	1,0	8%-ный гелеобразный ПАА $Cz(NO_3)_3$ Вода	300 кг 4 кг 0,7 м³	3,0	0,03

8.	Аэрированная БЖ	0,90	Цемент ПЦ Песок Глинопорошок Бутоксиаэросил Вода	700 кг 27 кг 30 кг 0,5 кг 0,35 м^3	-	-
9.	Нефть	0,89	-	-	1,0	$5 \cdot 10^{-3}$
10.	Дизельное топливо	0,82	-	-	1,0	$5 \cdot 10^{-3}$

15.2. Расчет цементирования

Упрощенный расчет цементирования скважин сводится к определению следующих параметров:

Объем цементного раствора:

$$V_{ЦР} = \frac{\pi}{4} \cdot k \cdot \left[(D_c^2 - D^2) \cdot h_Ц + d^2 \cdot h_c \right], \text{ м}^3 \quad (15.1)$$

где k - коэффициент, учитывающий увеличение объема цементного раствора за счет наличия трещин и каверн (k = 1,2-2,5);

D_c - средний диаметр ствола скважины на участке цементирования, м;

D - наружный диаметр обсадной колонны, м;

$h_Ц$ - длина интервала цементирования, м;

d - внутренний диаметр колонны, м;

h_c -расстояние от упорного кольца до лезвия башмака колонны, равное высоте цементного стакана, м

Объем буферной (продавочной) жидкости

$$V_{ПР} = \frac{\pi}{4} \cdot k \cdot d^2 \cdot (H - h_c), \text{ м}^3 \quad (15.2)$$

где k - коэффициент, учитывающий сжимаемость жидкости (k = 1,0-1,05);

d - внутренний диаметр обсадной колонны, м;

H - длина колонны, м;

h_c - высота цементного стакана, м

Давление на оголовке колонны к моменту окончания цементирования

$$P = 0{,}001 \cdot g \left[(H - h_Ц)(\rho_2 - \rho_1) + (h_Ц - h_c) \cdot (\rho_Ц - \rho_2) \right] +$$

$$+ 0{,}001 \cdot H + 1{,}6 \text{ МПа}$$

где ρ_1 - плотность промывочной жидкости, г/см^3;

ρ_2 - плотность продавочной жидкости, г/см^3;

$\rho_Ц$ - плотность цементного раствора (1,7-1,95 г/см^3);

g - удельная сила тяжести (9,81 Н/кг)

По полученному давлению выбирается цементировочный агрегат (табл. 15.6).

Таблица 15.6

Режим работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	$Q_{ца}$, л/с	МПа	$Q_{ца}$, л/с	МПа	$Q_{ца}$, л/с	МПа
Цементировочный агрегат ЦА-300						
	d =100 мм		d = 115 мм		d = 127 мм	
I	1,3	-	1,72	-	2,10	-
II	2,36	30,8	3,12	23,0	3,8	19,1
III	4,50	16,2	5,95	12,2	7,25	10,0
IY	8,05	9,2	10,62	6,8	12,96	5,6
	10,35	7,0	18,65	5,3	16,60	4,4
Цементировочный агрегат ЦА-320М						
I	1,4	40	1,74	32	2,35	2,4
II	2,55	32	3,16	26,6	4,28	19,6
III	4,80	16,5	5,98	14	8,10	10,3
IY	8,65	9,5	10,70	7,8	14,50	5,8
Цементировочный агрегат ЗЦА-400						
I	6,5	40	8,6	30,5	11,25	23,2
II	9,6	17	12,7	20,5	16,10	16,3
III	14,2	18,2	18,7	13,5	23,80	11,0
IY	19,7	13,1	26,0	10	33,0	7,9
Цементировочный агрегат ЗЦА-400А						
I	6,6	40	8,8	30	11,2	23,5
II	9,5	27,5	12,6	21	16,1	16,2
III	14,1	18,5	18,6	14	23,8	11,0
IY	19,5	13,5	23,4	10	33	8,0

Примечание:

$Q_{ца}$ - производительность, p - давление насоса, d - диаметр поршня

Продолжительность цементирования

$$t_Ц = 60 \frac{V_{ЦР} + V_{ПР}}{Q_{ЦА}} \quad (15.3)$$

где $Q_{ЦА}$ - производительность цементировочного агрегата, м^3/ч

ГЛАВА 16

Вскрытие, испытание и освоение продуктивных пластов

16.1. Вскрытие и испытание продуктивных пластов

Наряду с увеличением объемов бурения, происходит совершенствование способов и технических средств его реализации, направленное на повышение качества вскрытия продуктивных горизонтов, уменьшение диаметров бурения, увеличение скорости сооружения и особенно срока службы скважин.

Длительность срока службы эксплуатационно-фильтрационных скважин (табл. 4.1, глава 4) зависит в основном от скорости и степени снижения естественной проницаемости их прифильтровой зоны в процессе вскрытия и эксплуатации продуктивных горизонтов.

Для восстановления естественной проницаемости продуктивных горизонтов разработаны и используются множество различных способов. Несмотря на прилагаемые усилия, ежегодно тысячи добычных скважин выходят из строя по причине кольматажа призабойной зоны.

Проницаемость продуктивного горизонта зависит от многих факторов, но прежде всего от пористости. Пористость различных горных пород колеблется в широких пределах и определяется из выражения:

$$m = \frac{V_n}{V_o}, \%,$$

где $V_п$ – объем пор, м^3;
$V_о$ – объем породы, м^3.

Поры могут быть изолированы друг от друга и соединены между собой (эффективная пористость). Чем выше значение эффективной пористости, тем лучше фильтрационные свойства продуктивного горизонта.

Проницаемость горизонта зависит также от формы пор (трещин или поколов): сверхкапиллярные (>0,5 мм), капиллярные (0,5 - 0,0002 мм) и

субкапиллярные (< 0,0002 мм). При движении жидкости по поровым каналам проявляются силы поверхностного натяжения, прилипания, сгущения и т.п., создающие дополнительные силы сопротивления движению жидкости в пласте. Жидкие полезные ископаемые залегают, как правило, в породах капиллярной пористости.

Кроме того, 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) проницаемость, которая используется для характеристики физических свойств горных пород, эффективная (фазовая) и относительная проницаемость.

Абсолютная (физическая) проницаемость определяется при движении в горной породе одной фазы (газа или однородной жидкости при отсутствии физико-химического взаимодействия породы с газом или жидкостью).

Эффективная (фазовая) проницаемость – это проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при содержании в порах другой жидкой или газообразной фазы. Фазовая проницаемость зависит от физических свойств породы и степени насыщенности ее жидкостью или газом.

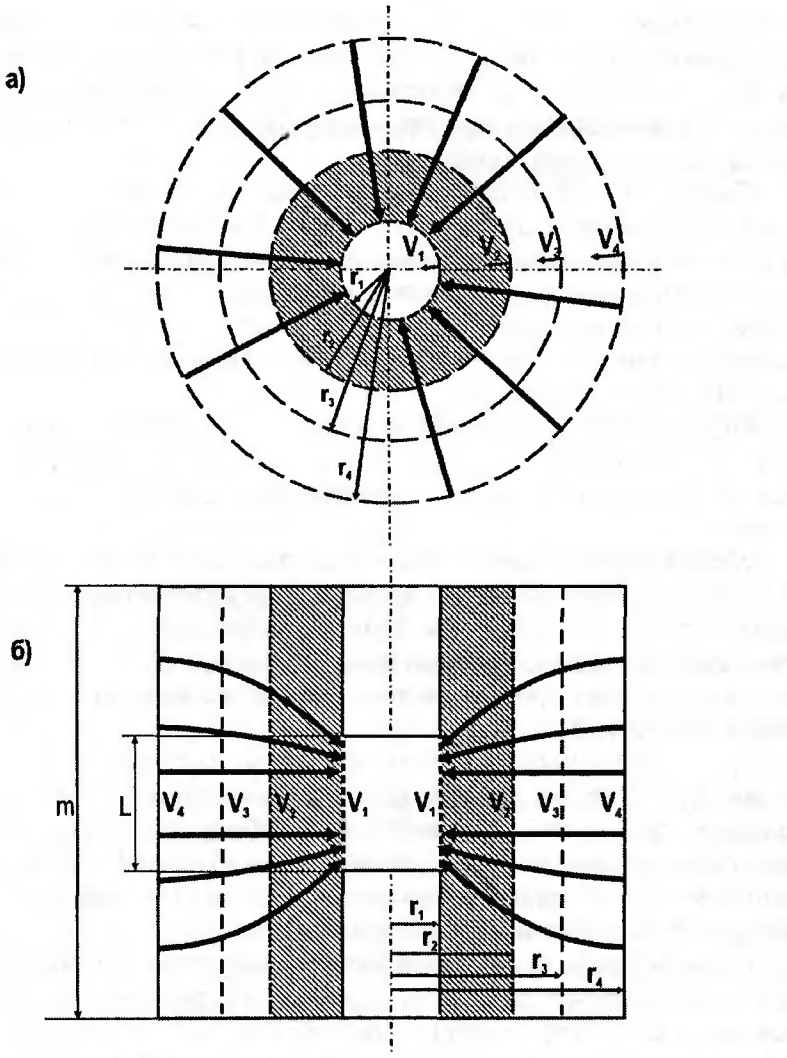
Относительная проницаемость - отношение эффективной проницаемости к абсолютной.

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в породе обычно присутствуют две или три фазы одновременно. В этом случае проницаемость породы для одной какой-нибудь фазы всегда меньше ее абсолютной проницаемости. С увеличением содержания воды в пласте проницаемость его для нефти снижается и при водонасыщенности, равной примерно 80 %, движение нефти прекращается.

Таким образом, в каждой конкретной ситуации проницаемость продуктивного горизонта зависит в основном от фазового состава фильтрующейся смеси, эффективной пористости и других факторов, которые оказывают взаимное влияние и изменяются в процессе движения жидкости (кольматажа).

Независимо от проницаемости горных пород и назначения скважины (нефтяная, водозаборная, дренажная, нагнетательная, геотехнологическая и др.), сущность кольматажа ее прифильтровой зоны заключается в постепенном уменьшении объема эффективных пор, обусловленным процессом фильтрации воды, нефти, газа и др.

На рис. 16.1 приведена обобщенная схема движения жидкости в призабойной зоне эксплуатируемой скважины.



- область интенсивного кольматажа;
- направление линий тока жидкости;
m - мощность продуктивного горизонта; L - длина фильтра;
V_1, V_2, V_3, V_4 - скорость фильтрации жидкости; $V_1 > V_2 > V_3 > V_4$, $V_1 > V_4$;
r_1 - радиус скважины; r_3 - радиус умеренного кольматажа;
r_2 - радиус интенсивного кольматажа; r_4 - радиус влияния скважины.

Рис. 16.1. Схема фильтрации жидкости в призабойной зоне продуктивного горизонта
а) – горизонтальная плоскость, б) – вертикальная плоскость.

Из рис. 16.1 видно, что при движении жидкости к скважине наблюдается сгущение линий тока, причем в горизонтальной плоскости оно имеет место в любой скважине, а в вертикальной – при неравенстве длин фильтра и мощности пласта.

Сгущение линий тока при неизменной площади фильтрации приводит к увеличению скорости движения жидкости и, как следствие, к турбулизации ее движения. В результате замещения ламинарного движения жидкости турбулентным, увеличиваются гидравлические сопротивления, инициируются, изложенные выше неблагоприятные химические и гидравлические процессы, приводящие к отложению в поровом пространстве осадков различного состава и происхождения.

В зависимости от происхождения кольматант (осадки, закупоривающие поровое пространство) условно разделяют на механический, химический и биологический. Механический - представлен частицами шлама, глины, песка и т.п., химический, чаще всего, - окислами железа, марганца и другими продуктами химических реакций, биологический - отмирающими бактериями.

Кольматант накапливается в процессе вскрытия водоносного горизонта и его последующей эксплуатации. При этом в процессе вскрытия и освоения скважин преобладает кольматант механического происхождения, а в процессе эксплуатации - химического и биологического. Чаще всего, процесс кольматажа имеет комплексный характер с преобладанием, в зависимости от конкретной ситуации, одного из трех указанных выше видов.

Исследованиями установлено, что радиус интенсивного кольматажа колеблется в пределах 0,3-0,5 м. С течением времени увеличивается прочность кольматанта, усиливается степень и интенсивность кольматажа. Если в первые месяцы прочность кольматанта составляет $\delta<0,5$ МПа, то в процессе упрочнения она достигает величин $\delta=0,5\div3$ МПа и более.

16.1.1. Вскрытие и испытание нефтенасыщенных пластов

Вскрытие нефтенасыщенных пластов производится с помощью специальных очистных агентов и различных технологических операций (самоходная установка УНГ 8/15).

Основное назначение установки:

- снижение забойного давления и получение депрессии для определения приточной характеристики пласта методами ГИС, КВД, КВУ;
- пенная и пенно-кислотная обработка ПЗП для вызова и интенсификации притока флюида;

- промывка ствола скважины и ПЗП газожидкостной смесью и пеной от продуктов реакции, песчаных пробок и твердых осадков, в том числе от пропана, в условиях АНПД;

- горячая обработка фонтанных скважин газированной нефтью для борьбы с отложениями парафина;

- цементирование эксплуатационной колонны пеноцементом для подъема его в кондуктор;

- опрессовка промысловых нефтепроводов и лупингов магистральных газопроводов

Все перечисленные операции производятся с использованием газов, безопасных по условиям возгорания в углеводородной среде.

Установка имеет два режима работы:

- газобустерный режим - нагнетается газ в чистом виде (без капельной влаги) или газ в смеси с жидкостью (пена или газированная жидкость) с регулированием газосодержания.

- насосный режим - нагнетается жидкость.

Установка может использовать следующие газы (табл. 16.1):

- нефтяной и природный газ от внешнего источника с любым давлением;

- генерируемый установкой газ безопасного состава;

- любой инертный газ или азот от внешнего источника с любым давлением

Таблица 16.1

Основные характеристики установки УНГ-8/15

Газобустерный режим				
Рабочая среда	Попутный нефтяной (природный) газ			Сгенерированный установкой газ
Абсолютное давление газа на приеме, МПа	1,5	4,0	6,3	0,1
Максимальная производительность по газу, $м^3$/мин	8	20	35	7
Максимальное давление нагнетания, МПРА			15	
Полезная мощность, кВт			125	
Насосный режим				
Максимальная производительность, л/с			12,7	
Максимальное давление, МПА			23	
Полезная мощность, кВт			108	
Общие сведения				
Емкость мерных баков, $м^3$			2х3,2=6,4	
Транспортная база			шасси УРАЛ-532362	
Колесная формула			8х8	
Габариты, мм			10100х2500х3700	
Масса, т			23	

При выполнении различных технологических операций во время испытания скважин используют стационарные и самоходные насосные установки.

Самоходный агрегат 4АН-700 (табл.16.2, 16.3), предназначенный для нагнетания жидкостно-песчаных смесей при гидроразрыве пластов, гидроперфорациях и других работах. На грузовом автомобиле марки КрАЗ-257 грузоподъемностью 0,1-0,12 МН монтируется следующее оборудования: силовой установки 4УС-800; коробки передач ЗКПМ; трехплунжерного насоса 4Р-700; манифольда; системы управления.

Таблица 16.2

Подача и давление агрегата 4АН-700

Включенная передача агрегата	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин.	Теоретическая подача, л/с, плунжера диаметром, мм		Давление, МПа, плунжера диаметром	
		100	120	100	120
I	80	6,3	9,0	71,9	50,0
II	109	8,5	12,3	52,9	36,6
III	153	12	17,3	37,4	26,0
IY	192	15	22,0	19,8	20,7

Примечание:

Приведенные параметры определены КПД агрегата $\eta = 0,83$, коэффициент наполнения $\alpha=1$, частота вращения вала дизеля 1800 об/мин.

Таблица 16.3

Основные характеристики насосного агрегата и силовой установки 4АН-700

Показатель	Величина
Техническая характеристика насосного агрегата 4АН-700	
Максимальная подача, л/с	22
Давление при максимальной подаче, МПа	20,7
Максимальное давление, МПА	70
Подача при максимальном давлении, л/с	6,3
Грузоподъемность автомобиля, т	10-12
Наибольшая мощность двигателя при частоте вращения 2100 $мин^{-1}$, кВт	167,3
Техническая характеристика силовой установки 4УС-800	
Тип насоса	Трехплунжерный, горизонтальный, одинарного действия, со сменными плунжерами
Шифр	4Р-700
Диаметр сменных плунжеров, мм	100 и 120
Ход плунжера, мм	200
Наибольшее число двойных ходов в минуту	192
Наибольшая подача, л/с	22
Наибольшее допустимое давление, МПа	70
Объем заправочной емкости, л	65

Продолжение табл. 16.3

Диаметр проходного сечения приемного коллектора, мм	130
Диаметр проходного сечения, мм:	
выкидного коллектора	70
приемного трубопровода	130
нагнетательного трубопровода	50
Число труб вспомогательного трубопровода	6
Общая длина вспомогательного трубопровода, м	23,5
Условиый проход приемного шлаига, мм	127
Соединение труб	Посредством шарнирных колен

При проведении работ по вызову притока методами снижения давления на забой широко используют компрессорные установки.

Современный пластоиспытатель включает в себя инструменты, аппараты и приборы, скомпонованные воедино для выполнения функций, необходимых при испытании пласта и проведении измерений. Такой испытатель называется комплектом испытательных инструментов (КИИ) (табл. 16.4).

Для повышения достоверности испытания целесообразно проведение повторных циклов и сопоставление их результатов. Для проведения многоцикловых испытаний разработаны пластоиспытатели серии МИГ, техническая характеристика которых приведена в табл.16.5.

Многоцикловой гидравлический испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить несколько полный циклов испытаний пласта. Каждый цикл включает две основные операции: вызов притока из пласта и регистрацию восстановления давления.

Таблица 16.4

Технические характеристики комплектов испытательных инструментов КИИ

Параметры	Тип пластоиспытателя		
	КИИ-65	КИИ-95	КИИ-145
Наружный диаметр корпуса, мм	65	95	146
Диапазон диаметров скважин, мм	76-109	109-150	190-295
Общая длина комплекта, м	20	21,6	17,8
Общая масса комплекта, кг	300	910	1200
Допустимая нагрузка, кН:			
сжатия	150	300	600
растяжения	100	250	400
Допустимое внешнее давление, МПа	80	80	70
Максимальная температура окружающей среды, ^{0}С, для комплекта:			
с обычной резиной	130	130	130
с термостойкой резиной	200	200	200

Таблица 16.5

Технические характеристики пластоиспытателей серии МИГ

Параметры	Тип пластоиспытателя	
	МИГ-127	МИГ-146
Наружный диаметр корпуса, мм	127	146
Диапазон диаметров скважины, мм	195-243	190-295
Общая длина комплекта, м	27,2	27,4
Общая масса комплекта, кг	5680	5440
Допустимая нагрузка,		
сжатия	1250	1500
растяжения	600	700
Допустимое внешнее давление, МПа	100	-
Максимальная температура окружающей среды, ^{0}С, для комплекта:		
с обычной резиной	130	130
с термостойкой резиной	200	200

16.1.2. Вскрытие водоносных пластов

На качество вскрытия водоносного пласта наиболее сильно оказывает влияние выбор очистного агента.

Применение глинистого раствора при вскрытии пласта приводит к его кольматации и требует в дальнейшем работ по освоению пласта.

При вскрытии водоносных горизонтов, представленных мелко- и среднезернистыми песками с коэффициентов фильтрации до 20 м/сут, и при глубине уровня воды от устья скважины до 3 м применяют техническую воду. Крупнозернистые и грубообломочные породы вскрываются с промывкой водным раствором гипана (3-5%), плотность такого раствора 1,02-1,06 г/см^3.

Разнозернистые пески вскрываются с промывкой стабильным глинистым раствором, получаемым из высококачественных бентонитовых глин (4-6%), с добавкой реагента стабилизатора (например, 2% КМЦ).

Для мелко- и разнозернистых песков с включением гравия рекомендуются меловые растворы следующего состава 30%-мела, 10%-УЩР, 0,8%-КМЦ и имеющие плотность 1,06-1,2 г/см^3. Достоинством их считается простота удаления кольматанта при соляно кислотной обработке.

Для вскрытия слабонапорных среднезернистых песков применяют самораспадающиеся растворы, например, крахмальные, содержащие модифицированный крахмал в количестве 4-5%.

16.2. Способы освоения (декольматажа) и их параметры

В зависимости от степени кольматажа (проницаемости) конкретной прифильтровой зоны скважины, применяются те или иные способы восстановления ее производительности (декольматажа).

Сущность декольматажа заключается в удалении (предотвращении накопления) кольматанта, осаждающегося в эффективном поровом пространстве прифильтровой зоны скважины и на поверхности фильтра, в процессе сооружения и эксплуатации скважины. Большое количество разработанных способов декольматажа обусловлено многофакторностью процесса кольматажа.

Приоритетность способов изменяется в соответствии с уровнем развития науки и техники и выражается в увеличении доли способов (химических, импульсных и их колебаний), базирующихся на принципах простоты использования и низкой себестоимости. Это позволяет сократить длительность монтажных периодов и исключить процесс уплотнения кольматанта, до степени, при которой его будет трудно или невозможно разрушить.

Существующие способы декольматажа условно разделяются на 4 группы: гидродинамические, гидрофизические, химические и комбинированные.

К гидродинамическим способам относятся:

- промывка гидроершами, свабирование и желонирование;
- пульсирующая прокачка скважин эрлифтами;
- возбуждение гидродинамических колебаний механическими вибраторами;
- возбуждение гидродинамических колебаний гидродинамическими вибраторами (вихревыми потоками);
- имплозионное воздействие;
- возбуждение акустических колебаний гидродинамическими и газоструйными устройствами;
- периодические задавливания раствора за контур скважины;
- гидравлический разрыв пласта.

К гидрофизическим способам относятся:

- взрыв твердых ВВ (ТДШ);
- взрыв твердых ВВ в среде завесы из воздушных пузырьков;
- электровзрыв;
- пневмовзрыв;
- магнито-гидравлический способ возбуждения колебаний;
- газовая детонация;

- ультразвуковая обработка магнитострикционными устройствами;
- гидродинамический удар, возбуждаемый ударом по свободной поверхности жидкости;
- гидрокислотный и кавитационно-гидирокислотный разрыв пласта.

К химическим способам относятся:

- кислотные обработки;
- обработка призабойной зоны скважины (ПЗС) ингибиторами солеотложений;

К комбинированным способам относятся:

- регенерация фильтров ТДШ с последующей реагентной обработкой;
- реагентная обработка фильтров электровзрывом в реагенте;
- метод электровибрационной обработки (ЭВО);
- одновременная обработка и очистка ПЗС тандемной установкой «пульсатор-забойный эжектор» с реагентными добавками в рабочую жидкость;
- термокислотная обработка фильтровых зон скважин;
- термогазохимическое воздействие (ТГХВ).

В качестве параметров, характеризующих условия и особенности реализаций способов, используют давление (гидростатическое, пластовое, избыточное, депрессионное и т.п.), частоту и амплитуду гидродинамических и звуковых колебаний жидкости, частоту виброускорений и скорость гидропотоков, длительность и периодичность обработки, и их комбинации.

Показателями экономической и технологической эффективности перечисленных способов декольматажа являются себестоимость работ, степень увеличения проницаемости призабойной зоны скважины (дебит, удельный дебит, приток) и скорость ее снижения в процессе последующей эксплуатации скважины, а также длительность, трудоемкость, опасность работ и т.п.

16.2.1. Гидродинамические способы декольматажа призабойной зоны буровых скважин

Процесс освоения скважин должен начинаться незамедлительно после установки фильтра, поэтому гидродинамические способы декольматажа применяются наиболее часто. Это обусловлено возможностью осуществления прокачки скважины с помощью серийного бурового оборудования - насоса, компрессора, лебедки, желонки и т.п.

Прокачка скважины эрлифтом и струйными аппаратами

Для прокачки скважин целесообразно использовать эрлифты, так как они имеют высокую производительности и могут перекачивать воду с большим содержанием твердой фазы. На практике иногда используют центробежные насосы (после прокачки буровым насосом), которые имеют два преимущества - автономность и большой напор, а при низких уровнях применяют струйные насосы.

Расчет эрлифта

Расчет эрлифта производится в два этапа: вначале определяются ориентировочные значения параметров, по которым выбирается подходящий компрессор, а затем приближенные значения уточняются.

Коэффициент погружения смесителя эрлифта под динамический уровень ориентировочно принимается по данным, приведенным ниже.

Соотношение коэффициента погружения смесителя (К) и глубины динамического уровня (h)

h,м	15	15-30	30-60	60-90	90-120
К	3-2,5	2,5-2,2	2,2-2	2-1,8	1,8-1,6

Следует учитывать, что при К < 1,6 КПД эрлифта очень низок, а при К > 3 работа эрлифтной установки (эрлифт+компрессор) требует очень значительных затрат энергии приводящего двигателя.

Гидравлический коэффициент полезного действия эрлифта.

$$\eta = \frac{(K-1)^{0,85}}{1,05 \cdot K} \qquad (16.1)$$

где К - коэффициент погружения смесителя

Глубина погружения смесителя Н, м (рис. 16.2)

$$H = K \cdot h \qquad (16.2)$$

где h - глубина динамического уровня, м;

$H \le H_1$ - рекомендуемое условие погружения смесителя, например;

H_1 - расстояние до фильтра, м (при погружении смесителя, незащищенного водоподъемной колонной, в фильтр или отстойник, не исключен переток жидкости через фильтр в водоносный пласт).

Удельный расход воздуха (м^3 на 1 м^3 воды)

$$V = \frac{h}{10 \cdot \eta \cdot ln\frac{H-h+10}{10}} \qquad (16.3)$$

Полный расход воздуха (м^3/мин)

$$W = \frac{Q \cdot V}{60} \qquad (16.4)$$

где Q - проектный дебит скважины, м^3/ч

Давление сжатого воздуха (МПа) необходимое для пуска эрлифта.

$$P_o = 0,01 \cdot (H - 0,9 \cdot h_o) \qquad (16.5)$$

для работы эрлифта

$$P = 0,01 \cdot (H - 0,9 \cdot h) \qquad (16.6)$$

где P_o - пусковое давление, МПа;

P - рабочее давление, МПа;

h_o - глубина статического уровня, м

По максимальному из значений давления (P_o, P) и полному расходу воздуха (W) выбирается компрессор и приводится его техническая характеристика.

Максимальное значение величины К для выбранного компрессора.

Если

$$\frac{100P_к}{h} + 0,9 \ge \frac{H_1}{h}, \quad \text{то } K = \frac{H_1}{h} \qquad (16.7)$$

Если

$$\frac{H}{h} \le \frac{100P_к}{h} + 0,9 < \frac{H_1}{h}, \quad \text{то } K = \frac{100P_к}{h} + 0,9 \qquad (16.8)$$

где $P_к$ - МПа

Следует убедиться, что уточненные значения W, P_o и P не превышают возможности компрессора.

Для расчета сечений водоподъемных труб определяют расход смеси ($м^3/с$) у смесителя

$$q_1 = \frac{Q}{3600} + \frac{W}{6 \cdot (H - h + 10)} \qquad (16.9)$$

и на изливе

$$q_2 = \frac{Q}{3600} + \frac{W}{60} \qquad (16.10)$$

Площадь сечения ($м^3$) водоподъемных труб у смесителя

$$F_1 = \frac{q_1}{v_1} \qquad (16.11)$$

на изливе

$$F_2 = \frac{q_2}{v_2} \qquad (16.12)$$

где v_1 и v_2 - скорость движения смеси у смесителя и на изливе, м/с

Рекомендуемые скорости движения водовоздушной смеси

h, м	20	40	60
v_1, м/с	1,8	2,7	3,6
v_2, м/с	6	7-8	9-10

Если не планируется применение ступенчатой водоподъемной колонны, то из рассчитанных значений F_1 и F_2 выбирается максимальное F.

Тогда внутренний диаметр водоподъемной колонны (м)

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot F}{\pi} + D^2} \qquad (16.13)$$

где D - внешний диаметр воздухопроводных труб, м (33, 42, 50; 63,5 мм).

По расчетной величине d подбираются ближайшие по внутреннему диаметру стандартные трубы (желательно обсадные геологоразведочного сортамента).

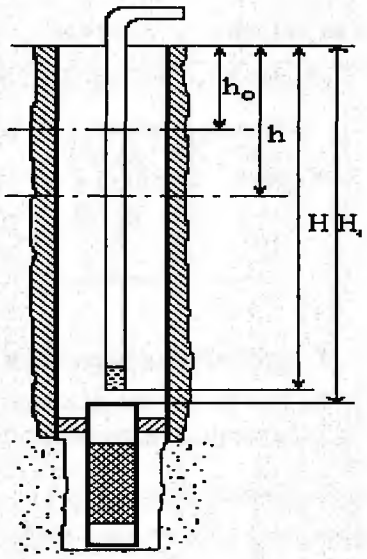


Рис. 16.2. Схема эрлифтной откачки воды

h_o - глубина статического уровня; h - глубина динамического уровня; H - глубина погружения смесителя (форсунки) эрлифта; H_1 - расстояние до фильтра

Кроме эрлифта для опытных откачек воды могут применяются струйные аппараты (эглекторы, инглекторы, гидроэлеваторы). Основные характеристики струйных насосов приведены ниже.

Техническая характеристика эжекторного насоса НЭ-8-12

Средняя подача поршневого насоса, л/с			4,5	
Давление нагнетания поршневого насоса, МПа			3,0	
Глубина динамического уровня воды в скважине, м	<25	25-50	50-75	75-100
Подача струйного аппарата, $м^3/ч$	34,2	23,4	16,2	10,8

Таблица 16.6

Технические характеристики водоструйных насосов типа НВ и УНВ

Показатели	НВ-89	НВ-108	УНВ-127/168
Рабочий напор приводного насоса, м	200	250	350-400
Рабочий расход промывочной жидкости приводного насоса, $м^3/ч$	14	16	16-18
Подача водоструйного насоса, $м^3/ч$, при высоте подъема воды, м:			
0-10	20	35	32
10-30	15	24	20
30-50	6	10	15
50-70	3	5	10
70-90	0	0	5

Таблица 16.7

Технические характеристики водоструйных установок

Показатели	ВН-2Ц-6 (1)	ВН-2Ц-6 (2)	ВН-2Ц-6 (3)	ВНШ-2Ш
Марка насоса в составе установки	ЦДС-2	ЦДС-3	ЦДС-4	ЦЕСМ-2,8
Динамический уровень воды, м	10-30	30-50	50-70	10-35
Подача установки, $м^3/ч$	14,4-8,6	10,8-7,2	10,4-6,8	8-2,5
Напор, м	60-80	80-100	100-120	40-65
Мощность электродвигателя, кВт	7,5	10	13	3

Гидравлический разрыв пласта

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) предназначен для повышения проницаемости ПЗС за счет создания искусственных и расширения естественных трещин.

ГРП происходит в результате нагнетания под давлением в ПЗС жидкости и последующего заполнения образовавшихся трещин песком и др. материалами, предотвращающими их смыкание.

Одним из основных параметров ГРП является давление разрыва горных пород ($P_р$), которое зависит как от горного давления ($P_г$), так и от прочности горных пород.

В зависимости от соотношения $P_р/P_г$ в определенной степени зависит и ориентация в пространстве образующихся трещин. Таким образом, соотношение $P_р/P_г$ в реальных случаях может быть самым различным. Во многих случаях практика показывает, что $P_р < P_г$.

Очередность операций, выполняемых при гидроразрыве:

- подготовка скважины - исследование на приток или приемистость, что позволяет получить данные для оценки давления разрыва, объема жидкости разрыва и других характеристик;

- промывка скважины - скважина промывается промывочной жидкостью с добавкой в нее определенных химических реагентов;

- закачка жидкости разрыва. В зависимости от свойств ПЗС и других параметров используют либо фильтрующиеся, либо слабофильтрующиеся жидкости. В добывающих скважинах в качестве жидкостей разрыва можно использовать: дегазированную нефть, загущенную нефть, нефтемазутную смесь, гидрофобную нефтекислотную эмульсию, гидрофобную водонефтяную эмульсию, кислотно-керосиновую эмульсию и др., а в нагнетательных скважинах - чистую воду, водные растворы соляной кислоты, загущенную воду или соляную кислоту;

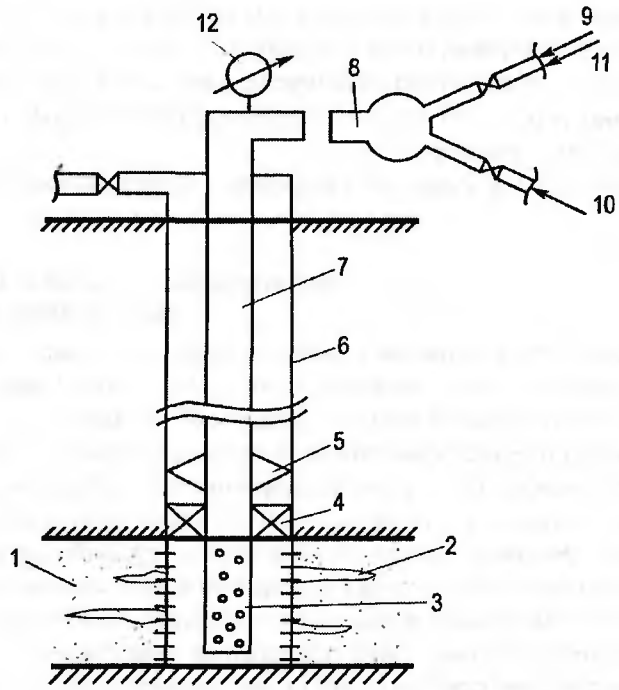


Рис. 16.3. Схема гидроразрыва продуктивного горизонта.

1 - продуктивный пласт; 2 - трещина; 3 - фильтр; 4 - пакер; 5 - якорь; 6 - обсадная колонна; 7 - колонна насосно-компрессорных труб (НКТ); 8 - устьевое оборудование; 9 — жидкость разрыва; 10 — жидкость-песконоситель; 11 – продавочная жидкость; 12 - манометр

- закачка жидкости-песконосителя. Основными требованиями к жидкости-песконосителю являются высокая пескоудерживающая способность и низкая фильтруемость. В качестве жидкостей-песконосителей в добывающих скважинах используются вязкие жидкости или нефти; нефтемазутные смеси; гидрофобные водонефтяные эмульсии; загущенная соляная кислота и др., а в нагнетательных - растворы сульфит-спиртовой барды (ССБ); загущенная соляная кислота; гидрофильные нефтеводяные эмульсии; крахмально-щелочные растворы; нейтрализонный черный контакт (НЧК) и др. Наполнитель должен быть инертным по отношению к продукции пласта и длительное время не изменять своих свойств. Практически установлено, что концентрация наполнителя изменяется от 200 до 300 кг на 1 $м^3$ жидкости-песконосителя.

- закачка продавочной жидкости. В качестве продавочных используются жидкости с минимальной вязкостью. В добывающих скважинах часто используют собственную дегазированную нефть (при необходимости ее разбавляют керосином или соляркой); в нагнетательных скважинах, как правило, используется вода;

- вызов притока, освоение скважины и ее гидродинамическое исследование.

Виброударные способы декольматажа призабойной зоны скважин

Способы, основанные на принципе гидравлического удара, одинаково часто применяются в различных ситуациях. Среди них можно выделить вибрационные, виброударные, вакуумные и другие.

При механических колебаниях в столбе жидкости внутри скважины возникают знакопеременные гидродинамические давления, разрушающее воздействие которых с одновременной откачкой или промывкой скважины вызывает разжижение грунта и вынос из призабойной зоны мелких фракций продуктивного пласта (частиц глины или кольматанта). Механические колебания столба жидкости с частотой до 1000 Гц могут создаваться механическими или гидравлическими вибраторами.

При обработке скважин действием механических колебаний разрушаются кольматирующие отложения, имеющие незначительное (до 30%) уплотнение. Указанные способы восстановления производительности скважин предпочтительно применять при небольших зонах кольматации пород (до 20 см от стенки фильтра) и слабосцементированных кольматирующих осадках. Такое состояние скважины наблюдается через 12-18 месяцев после ремонта.

Сущность вибрационного способа восстановления производительности водозаборных скважин заключается в том, что одновременно с промывкой или откачкой скважины на фильтр и прилегающий к нему водоносный пласт воздействуют гидравлические импульсы, которые возбуждаются в столбе воды вибрирующим вдоль продольной оси скважины рабочим органом, представляющим собой трубу с закрепленными на ней дисками.

Гидравлические ударные нагрузки могут быть также инициированы с помощью пусков остановок насоса или компрессора, свабирования, сбрасывания желонки или другого груза и др. способами.

16.2.2. Гидрофизические способы декольматажа призабойной зоны буровых скважин

К гидрофизическим способам декольматажа можно отнести взрывы ТДШ, пневмо- и электровзрывы.

Импульс давления передается закольматированному фильтру в виде ударной и акустических волн, которые сопровождаются переходными процессами. Быстрым (порядка 1 - 100 мкс) выделением энергии в среде подвергающейся импульсному воздействию создается ударная волна, Кроме того, в зависимости от акустической жесткости среды разрушающим фактором являются расширяющиеся газы. Комплекс перечисленных факторов в максимальном их выражении проявляется при взрыве взрывчатых веществ (ВВ). Скорость волны детонации, образующейся при взрыве, достигает 4000-9000 м/с, а давление ударной волны - 100 МПа. Высокая степень энергоемкости процесса взрыва способствует глубокому проникновению взрывной волны в кольматажную зону и разрушению последней.

Тем не менее, применение ТДШ при освоении скважин осложняется возможностью повреждения фильтра и сложностью проведения взрывных работ в скважине. Ударная волна опасна для каркаса фильтра, а расширяющиеся газы - для каркаса фильтра и гравийной обсыпки. Применение взрыва ТДШ целесообразно в основном в скважинах эксплуатировавшихся до восстановительных мероприятий не более 2-5 лет [13]. К числу недостатков также следует отнести сложность организации таких работ за счет хранения и транспортировки ВВ.

При оценке ремонтопригодности фильтра и проектировании метода восстановления дебита скважины ориентируются на предельные нагрузки от импульса давления (табл.16.8).

Электровзрывной способ обработки скважин основан на импульсном выделении электрической энергии в виде искрового разряда (16.9). При создании электрического разряда внутри фильтровой трубы, ударная волна, распространяясь в радиальном направлении, производит разрушение и диспергирование осадков, кольматирующих внутреннюю и наружную поверхность фильтра и прифильтровую область, а последующее интенсивное движение воды при расширении и захлопывании парогазового пузыря вызывает отделение разрушенных осадков от поверхности фильтра и вынос их в затрубное пространство и в ствол скважины.

Таблица 16.8

Допустимые давления на фронте ударной волны для фильтров водозаборных скважин

Допустимое давление ударной волны, МПа	Каркас фильтра	Водоприемная поверхность
60	Трубчатый стальной	Без дополнительной водоприемной поверхности
50	Трубчатый стальной	Проволочная, диаметр проволоки 3 мм
40	Каркасно-стержневой	Без дополнительной водоприемной поверхности
30	Каркасно-стержневой	Проволочная, диаметр проволоки 3 мм
30	Штампованный стальной	Без дополнительной водоприемной поверхности
30	Штампованный стальной	Проволочная, диаметр проволоки 3 мм
20	Трубчатый стальной	Штампованный лист толщиной 0,8-1,0 мм
20	Каркасно-стержневой	Штампованный лист толщиной 0,8-1,0 мм
10	Трубчатый стальной	Сетчатая
10	Каркасно-стержневой	Сетчатая
10	Штампованный стальной	Сетчатая
5	Трубчатый, полиэтиленовый	
2	Трубчатый полихлорвиниловый	
2	Блочного типа	

Таблица 16.9

Технологические параметры обработки фильтров электровзрывным способом

Породы водоносного пласта	Тип фильтра	Режим ЭГ обработки		Число импульсов на 1 м фильтра
		U, кВ	С, мкФ	
Песок	Сетчатый	30-35	3-6	150-200
	Проволочный с гравийной засыпкой	35-40	6	100-120
Известняк, песчаник	Сетчатый, проволочный	35-40	6	100-120
	Трубчатый с перфорацией	50	6-9	150-200
	Без фильтра	50	6-9	150-200
Гранит	Без фильтра	50	9-12	150-200

Однако существенным недостатком электровзрывных устройств для обработки скважин является интенсивный износ электродов рабочих разрядников и разрушение изоляции, что требует частой их замены.

Кроме того, наблюдения за изменением производительности водозаборных скважин после обработки действием электрических разрядов показали, что дебит большинства из них начинает существенно уменьшаться через 10-12 мес. эксплуатации и в связи с этим рациональный межремонтный период работы скважин, обрабатываемых электровзрывным способом, составляет не более 7 мес. [18].

Пневмоимпульсное воздействие обеспечивается специализированными установками АСП-Т (комплекс пневмоимпульсного оборудования АСП, разработан Э.М. Вольницкой и др., ВНИПИВЗРЫВГЕОФИЗИКА, патент № 1802073) .и АВПВ-150, создающими в стволе скважины импульсы высокого давления (табл.16.10).

Таблица 16.10

Технологические параметры пиевмоимпульсной обработки фильтров

Тип фильтра	Технологические параметры	Диаметр фильтра, мм		
		168	219	273
Сетчатый	Объем пневмокамеры, л	0,3	0,5	1
	Давление в воздухосборнике, МПа	4-6	6-8	8-10
	Число импульсов на 1 п.м. фильтра, шт.	2-3	3-5	5-8
Каркасно-стержневой (спирально-проволочный) с проволочной обмоткой или со штампованным листом	Объем пневмокамеры, л	0,3	0,5	1
	Давление в воздухосборнике, МПа	10-15	10-15	10-15
	Число импульсов на 1 п.м. фильтра, шт.	4-5	5-8	8-12

Технология применения пневмовзрыва основана на разрушении кольматанта, образующегося на фильтре и в прифильтровой зоне, волновыми полями, возбуждаемыми пневмоисточниками в заданных режимах. Пневмоизлучатели типа АСП-Т при давлении поступающего в рабочую камеру сжатого воздуха 10 МПа обладают запасом удельной энергии на производство единичного выхлопа около 25 кДж на 1,0 дм^3 рабочего объема камеры (тротиловый эквивалент 6-7 г). Регистрирующая аппаратура позволяет осуществлять непрерывный контроль за изменением проницаемости фильтра и прифильтровой зоны. Продукты разрушения удаляются с забоя путем эрлифтной откачки с применением имеющегося оборудования.

Акустический способ обработки скважин разработан в НИИ оснований и подземных сооружений под руководством А. Б. Мещанского. Акустический способ освоения и регенерации скважин на воду основан на способности звукового поля, создаваемого внутри фильтра, нарушать связи между частицами кольматанта, а также отслаивать кольматирующие образования от поверхностей, на которых они находятся в виде слабосцементированного или пастообразного осадка. Акустические колебания вызывают в скважинной жидкости кавитацию (создание импульсов высокого давления в результате захлопывания парогазовых пузырьков), акустические потоки, звуковое давление, составляющее 0,15-0,3 МПа, активно воздействующие на кольматирующие отложения.

16.2.3.Химические способы декольматажа призабойной зоны буровых скважин

Химические способы освоения скважин базируются на применении в качестве растворителя кольматанта различных жидких и порошкообразных реагентов, таких как соляная, плавиковая, серная и другие кислоты. Обработка пласта производится посредством создания кислотных ванн или подачи глинокислоты в скважину под давлением. При этом глинокислота проникает в пласт на глубину 15-30 метров и более. В некоторых случаях растворению подвергается не только кольматант, но и естественные карбонатные осадки, заполняющие трещины, что приводит к увеличению дебита до значений превышающих естественный дебит скважины.

Основными компонентами глинокислоты являются соляная (хлористоводородная) и плавиковая кислоты. Соляная кислота предназначена для растворения карбонатных материалов, содержащихся в кольматанте пород водоносного горизонта, а плавиковая для растворения глинистых частиц. Для получения глинокислотного раствора обычно на практике солянокислотному раствору добавляют плавиковую кислоту. В работе Грибеннекова В.Т. приводится ориентировочное распределение удельных объемов различных компонентов, входящих в состав глинокислоты, в следующем виде: 1) соляная кислота техническая, с концентрацией С не менее 27,5 %, серная кислота, С не более 0,4%, железо, С не более 0,03 %; 2) плавиковая кислота техническая с содержанием хлористого водорода не менее 40 %, кремнефтористоводородная кислота - не более 0,4 % и серная кислота не более 0,05 %.

Основными недостатками кислотного способа освоения пласта являются его высокая стоимость, сложность ведения работ и необходимость приобретения дорогостоящего оборудования. Для обработки одной водозаборной скважины требуется в зависимости от диаметра и длины фильтра от 300 до 1100 кг HCl соответственно при диаметрах152,4 и 304,8 мм.

В качестве альтернативных кислотному способу, в последнее время применяются способы, использующие для растворения кольматанта различные порошкообразные реагенты.

Одним из таких реагентов является "Рафаэль", разработанный Гребенниковым В.Т. и др. и применяющийся в последние годы в Тюмени при декольматаже старых скважин. Реагент разрушает глинистые частицы до состояния тонкодисперсной фазы достаточно легко удаляемой с забоя скважины. Оптимальная концентрация реагента 8-10%, реакция слабощелочная.

Среди многочисленных факторов, снижающих эффективность процессов реагентной обработки, необходимо выделить сложность мероприятия по удалению отработанных рабочих жидкостей из пласта.

16.2.4. Комбинированные способы декольматажа призабойной зоны буровых скважин

Более высокая эффективность регенерации скважин и восстановления структуры и пористости водоносной породы достигается при использовании комбинированных методов обработки скважин, сочетающих гидравлическое, импульсное или вибрационное воздействие с последующей или одновременной реагентной обработкой. Под действием гидродинамических нагрузок при различных источниках их создания водонепроницаемые структуры разрушаются, создаются дополнительные трещины" и каналы, увеличивается контакт реагента с глинистыми отложениями, обеспечивается более глубокое проникновение реагента за контур фильтра за счет интенсификации массообмена между растворителем и кольматантом и лучший отвод растворенных веществ из зоны контакта. Это способствует более полному извлечению кольматирующих образований из прифильтровой зоны скважины.

Импульсно-реагентные методы обработки сочетают воздействие на фильтр и водоносный пласт взрыва заряда ВВ, электровзрыва, пневмовзрыва с реагентной обработкой.

Виброреагентная обработка скважин, совмещающая механическую обработку дисковым или поршневым рабочим органом с обработкой реагентами, обеспечивает восстановление проницаемости фильтра и водоносного пласта за счет пульсации реагентов в прифильтровой зоне скважины.

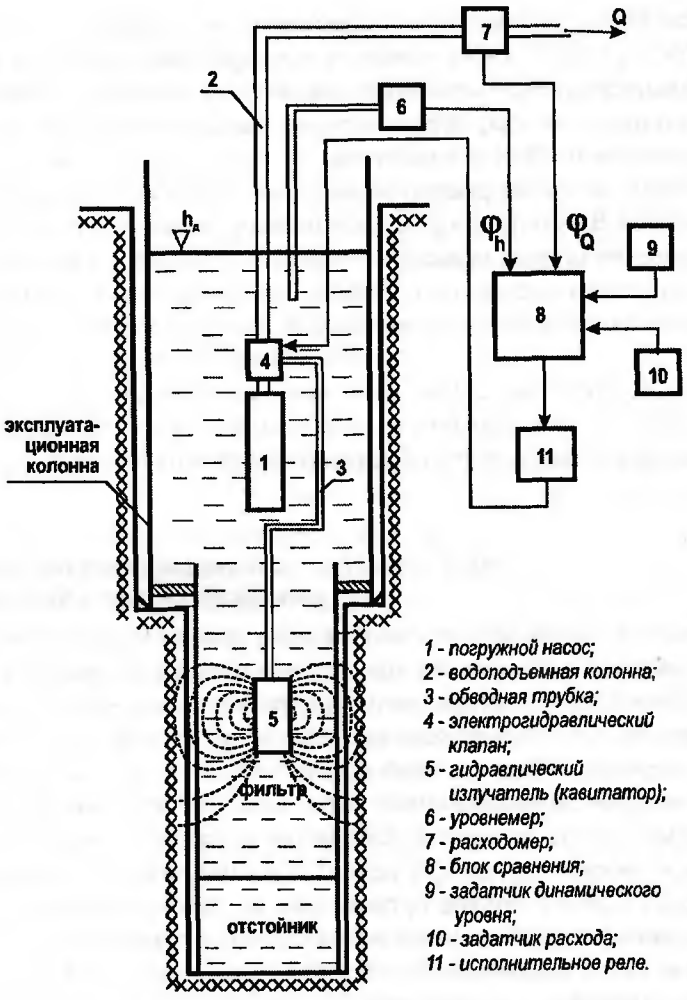


Рис.16.4. Система автоматического контроля и восстановления дебита гидрологических скважин.

Опыт применения электровибрационного способа регенерации показывает, что при незначительном сроке эксплуатации скважин (до 3-5 лет) возможно увеличение их дебита до первоначального или близкого к нему.

Кавитационный способ регенерации скважины (рис.16.4) отличается от изложенных выше тем, что в качестве источника колебаний жидкости используется кавитатор, а в качестве привода - погружной центробежный насос.

Частота кавитационных колебаний определяется динамическими характеристиками излучателя 5, установленного в фильтре и соединенного с водоподъемной колонной 2 обводной трубкой 3 через электрогидравлический клапан 4.

Основными примуществами кавитационного способа декольматажа являются возможность его автоматизации, а также сокращение стоимости работ и длительности межремонтных периодов за счет исключения операций демонтажа-монтажа водоподъемного оборудования.

16.2.5. Варианты оценки эффективности способов декольматажа

При оценке эффективности вскрытия и регенерации скважин учитывается степень освоения фильтра и околофильтровой зоны. Оценка эффективности способов освоения чаще всего производится по изменению из их дебитов и удельных дебитов, измеряемых до и после гидродинамического воздействия на фильтр и прифильтровую зону, а также по устойчивости дебита в процессе эксплуатации в последующий период.

При оценке в сложных условиях может использоваться показатель скин-эффект, который дает представление о дополнительном сопротивлении в скважине, вызываемом несовершенством технологии вскрытия пласта. Впервые скин-эффект был введен в решение уравнения пьезопроводности Ван Эвердингером и Херстом. Для практических целей используется уравнение вида

$$S = \frac{2\pi km\Delta P}{Q\mu в} - \frac{1}{2} ln \frac{2.25\alpha t}{r_{np}^2} \qquad (16.14)$$

где r_{np} - приведенный радиус скважины (в отличие от r_c - физического раднуса скважины, его величина определяется различными дополнительными фильтрационными сопротивлениями);

b – объемный коэффициент пластовой жидкости;

α - коэффициент пьезопроводности;

$\frac{km}{\mu}$ - коэффициент гидропроводности;

$\frac{k}{\mu}$ - коэффициент подвижности;

k – коэффициент проницаемости.

Дебиты и удельные дебиты определяют путем проведения пробных откачек. В процессе откачек можно определять:

1) зависимости дебита Q и удельного дебита q от понижения уровня воды в скважине S ($Q = f(S)$, и $q = f(S)$)

2) зависимости понижения уровня, дебита и удельного дебита от времени ($S = f(t), Q = f(t)$ и $q = f(t)$), определения коэффициента фильтрации k, а также изучения химико-бактериологического состава воды.

По виду получаемых кривых судят о качестве восстановительных и регенерационных работ.

Прогнозная оценкf эффективности способов декольматажа в условиях производства выполняется с целью оптимизации их выбора. Прогнозирование осложняется многообразием горно-геологических, экономико-климатических и технико-технологических условий ведения работ. Появляется необходимость разработки метода прогнозной оценки эффективности различных способов декольматажа.

В этом смысле определенный интерес представляет показатель удельной энергоемкости способов декольматажа.

Из табл. 16.11 следует, что в настоящее время существует большое количество способов декольматажа призабойной зоны скважин, а их удельная энергоемкость изменяется в достаточно широких пределах. При этом увеличение энергоемкости способов декольматажа происходит с резким понижением их КПД, т.к. увеличению прочности кольматанта от 0,5 до 3,5 МПа (в 7 раз) должен соответствовать увеличение удельной энергоемкости способов декольматажа от 0,009 до 1700 кДж и более.

На основании анализа величин удельной энергоемкости различных способов декольматажа призабойной зоны буровых скважин, можно сделать вывод о том, что незначительное увеличение прочности кольматанта (от 0,5 до 3,5 МПа) приводит к необходимости многократного увеличения энергии, затрачиваемой на его разрушение. С учетом сказанного, целесообразно совершенствование способов декольматажа в направлении сокращения длительности межремонтных периодов или совмещения процессов регенерации и эксплуатации скважин при снижении общей себестоимости работ.

Таблица 16.11

Систематизация способов декольматажа призабойиой зоны буровых скважин по удельной энергоемкости

Умеренные $Э_{уд}$<1 кДж/дм^3 (δ< 0,5 МПа, *t < 1года*)	Средние $Э_{уд}$=1÷1700 кДж/дм^3 (δ= 0,5÷3,5 МПа, *t = 1÷3 года*)	Сильные $Э_{уд}$>1700 кДж/дм^3 (δ> 3,5 МПа, *t > 3 лет*)
Разрушение кольматанта пульсирующими продольными волнами: гидродинамическая обработка механическими вибраторами; гидродинамическая обработка гидравлическими вибраторами (вихревыми потоками); ультразвуковая обработка магнитострикционными устройствами; возбуждение акустических колебаний гидродинамическими и газоструйными устройствами; имплозионная обработка; промывка гидроершами, свабирование и желонирование; пульсирующая прокачка скважин эрлифтами; обработка гидродинамическими кавитаторами	Разрушение ударными волнами или химическими реагентами: взрыв твердых ВВ; взрыв твердых ВВ в среде завесы из воздушных пузырьков; электрогидроудар; пневмовзрыв; газовая детонация; магнито-гидравли-ческая обработка; гидродинамический удар по свободной поверхности жидкости; кислотная обработка; обработка ингибиторами солеотложений; гидравлический разрыв пласта.	Разрушение комбинированным воздействием: взрыв твердых ВВ с последующей реагентной обработкой; электровзрыв в реагенте; вибрация в реагенте; периодические задавливания раствора за контур скважины; электровибрационная обработка; одновременная обработка и очистка тандемной установкой "пульсатор-забойный эжектор" с реагентными добавками в рабочую жидкость; термокислотная обработка; термогазохимическая обработка; гидрокислотный разрыв пласта.

Примечание:
Э – удельная энергоемкость способов декольматажа, кДж.
δ – прочность кольматанта, МПа.
t – средняя фактическая длительность межремонтных периодов.

ГЛАВА 17

Управление траекторией скважин

17.1. Поддержание заданного направления скважины

Изменение траектории скважин бывает естественным (самопроизвольным) и искусственным (принудительным).

Идеально прямолинейных скважин не бывает, так как существует множество причин вызывающих их самопроизвольное искривление. К геологическим причинам искривления скважин относятся: состояние и условия залегания горных пород - угол наклона пластов, перемежаемость по мощности, твердости, трещиноватости, устойчивости и т.п. Кроме этого, причинами самопроизвольного искривления скважин могут являться недостатки технологии и технических средств бурения.

Полностью предупредить самопроизвольное искривление скважин, происходящее под влиянием геологических и технологических причин, почти невозможно, так как эти причины действуют постоянно и по всей глубине скважины. Однако можно существенно снизить их влияние, уменьшая, тем самым степень искривления скважины. Все причины технологического характера, связанные с применением того или иного бурового инструмента могут быть устранены при рациональном ведении буровых работ. Поэтому предупредительные меры борьбы с искривлением скважин при рациональном ведении буровых работ должны быть направлены на устранение причин технологического характера и на уменьшение степени проявления геологических причин искривления.

Уменьшение и стабилизация интенсивности естественного искривления скважины достигается за счет:

- заложения скважин с оптимальными значениями зенитных и азимутальных углов;

- применения жестких колонковых труб и центраторов;

- использования рациональных параметров режима бурения: Если в толще пород встречаются твердые включения, следует бурить при пониженной в 2-3 раза осевой нагрузке и небольшой (200-300 мин$^{-1}$) частоте вращения. Мягкие, несцементированные или сильно разрушенные породы

следует бурить с применением высококачественного глинистого раствора при высокой механической скорости. Если породы склонны к размыву, то рассчитанное значение подачи промывочной жидкости по возможности снижают (на 10-30%). При пересечении раздобленных, сильно трещиноватых пород следует использовать длинные колонковые снаряды и бурить на пониженных (на 30-40%) параметрах режимах бурения с промывкой высококачественным глинистым раствором. При пересечении трещин и каверн необходимо использовать колонковые снаряды, длина которых больше размеров каверны в направлении пересечения ее скважиной, а параметры бурения в этом случае должны быть минимальны;

- применения породоразрушающего инструмента с плоской формой торца или специальных коронок с небольшим выходом резцов за периметр инструмента и со слабой фрезерующей способностью;

- применения УБТ (при бурении вертикальных скважин);

- использования специальных снарядов для бурения прямолинейных скважин;

- применения комбинированных или специальных способов бурения и забойных двигателей.

В настоящее время накоплен значительный опыт искусственного искривления скважин. Бурение в заданном направлении разделяют на наклонно направленное и горизонтально-направленное. При наклонно-направленном бурении увеличение интенсивности искусственного искривления траектории (профиля) скважин, достигаются посредством:

- применения укороченных, нежестких снарядов уменьшенного диаметра;

- использования породоразрушающего инструмента с овальной формой торца, большим выходом резцов за периметр коронки и с хорошей фрезерующей способностью;

- бурения с повышенной осевой нагрузкой и пониженной частотой вращения снаряда;

- применения шарнирных снарядов;

- применения отклонителей.

При горизонтально-направленном бурении траектория, глубина и др. параметры непрерывно отслеживаются приемником, воспринимающим сигналы излучаемые забойным передатчиком. Технические характеристики средств искусственного искривления скважин приведены в табл. 17.1-17.9.

17.2. Расчет профиля направленной скважины

Предельные значения радиусов кривизны профиля скважины должны обеспечивать возможность установки обсадных колонн, выполнение ГИС и безаварийное бурение. С учетом этого профиль скважины рассчитывают на этапе ее проектирования. При расчете проектного профиля ствола скважины обычно пренебрегают возможным азимутальным искривлением и проектируют проведение скважины в одной вертикальной плоскости YOZ, проходящей по разведочной линии. Нисходящие скважины задают наклонными, если угол падения пласта полезного ископаемого $\varphi_{П} \geq 30^0$. Расчетом проверяется возможная величина угла встречи оси скважины с пластом полезного ископаемого - Ψ. Необходимое условие встречи $\Psi > 30^0$.

П р и м е р. Исходные данные: угол падения пласта полезного ископаемого $\varphi_{П}$, возможные значения интенсивности естественного искривления ствола I_1, I_2 ..., I_n на интервалах (по вертикали) Z_1, Z_2, ..., Z_n (до пласта полезного ископаемого); глубина скважины h_c = 800м.

Установить: положение точки заложения скважины, конечный зенитный угол $\theta_{кп}$, длину ствола H и угол встречи Ψ.

Проверить выполнимость условия встречи.

Построить: профиль направленной скважины в плоскости YOZ.

Порядок расчета.

1. Выбрать начальный зенитный угол θ_o:

θ_o = 0-3^0 для глубоких скважин ($h_c \approx$ 800-1000 м);

θ_o = 3-5^0 для скважин средних глубин ($h_c \approx$ 500-800 м);

θ_o = 5-20^0 для неглубоких скважин ($h_c \approx$ 300-500 м)

2. Определить значения начального $\theta_{нi}$ и конечного $\theta_{кi}$ зенитных углов для каждого интервала ствола с кривизной

K_i: $\theta_{нi} = \theta_o$ - для первого (с поверхности) интервала;

$\theta_{нi} = \theta_{кi-1}$ - для последующих интервалов

$$\theta_{кi} = arcsin(Z_i K_i + sin\theta_{нi}), \text{ градус} \qquad (17.1)$$

где $K_i = \frac{Ji}{57{,}3}$, рад/м

3. Определить величины проекций Y_i каждого интервала ствола скважины с кривизной K_i на ось OY:

для прямолинейных участков

$$Y_i = Z_i \cdot tq\theta_{нi}, \text{ м} \qquad (17.2)$$

для криволинейных участков

$$Y_i = \frac{1}{K_i}(cos\,\theta_{нi} - cos\,\theta_{кi}), \text{ м} \qquad (17.3)$$

$$Y = \sum_{i=1}^{n} Y_i, \text{ м} \qquad (17.4)$$

где Y - координата точки забуривания скважины относительно проекции на горизонтальную плоскость точки встречи

4. Определить длины интервалов ствола скважины до пласта полезного ископаемого:

для прямолинейных участков

$$H_i = \frac{Z_i}{cos\,\theta_{нi}}, \text{ м} \qquad (17.5)$$

для криволинейных участков

$$H_i = \frac{\theta_{кi} - \theta_{нi}}{J_i}, \text{ м} \qquad (17.6)$$

5. Проверить выполнимость необходимого условия встречи $\Psi > 30^0$.

$$\Psi = \theta_{кп} - \varphi_n + 90^0 > 30^0 \qquad (17.7)$$

где $\theta_{кп}$ - зенитный угол скважины в точке встречи, градус

При невыполнении неравенства следует выбрать большее значение θ_o.

6. Определить длину ствола скважины.

Если на последнем интервале Z_n $J_п = 0$, то

$$H_c = \sum H_i + \frac{h_c - \sum_{i=1}^{n} Z_i}{\cos\theta_{кп}}, \text{ м} \qquad (17.8)$$

Если на последнем интервале Z_n $J_п > 0$, то

$$H_c = \sum H_i + \frac{arcsin((h_c - \sum_{i=1}^{n} Z_i)K_n + sin\theta_{кп}) - \theta_{кп}}{J_n}, \text{ м} \qquad (17.9)$$

где h_c - глубина скважины (по вертикали), м

7. Построить в масштабе профиль направленной скважины в плоскости YOZ, указать рассчитанные величины (рис. 17.1).

Пример. Исходные данные:

$Z_1 = 100$ м; $J_1 = 0{,}02$ о/м;

$Z_2 = 200$ м; $J_2 = 0$

$Z_3 = 400$ м; $J_3 = 0{,}025$ о/м

$\varphi_n = 70^0$

Так как $h_c = 800$ м, то примем $\theta_o = 3^0$

2. $\theta_{н1} = \theta_o = 3^0$

$$\theta_{кi} = arcsin(100 \cdot \frac{0{,}02}{57{,}3} + sin3^0) = 5^0$$

$$\theta_{н2} = \theta_{к1} = 5^0$$

$\theta_{к2} = \theta_{Н2} = 5^0$ (прямолинейный участок)

$$\theta_3 = \theta_{к2} = 5^0$$

$$\theta_{к3} = arcsin\left(400\frac{0{,}025}{57{,}3} + sin5^0\right) = 15{,}2^0$$

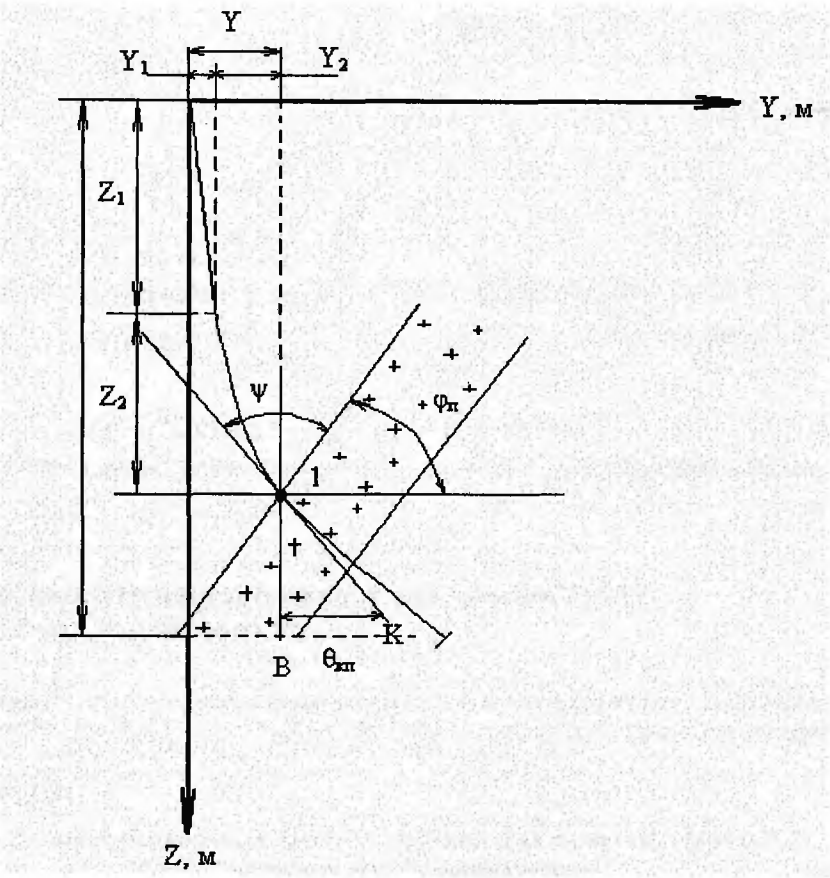


Рис. 17.1. Профиль ствола направленной скважины

B - вертикаль; K - касательная к оси скважины; 1 - точка встречи

3. $Y_1 \frac{57{,}3}{0{,}02}(cos3^0 - cos5^0) = 7м$

$$Y_2 = 200 \cdot tq5^0 = 17{,}5м$$

$$Y_3 = \frac{57{,}3}{0{,}025}(cos5^0 - cos15{,}2^0) = 71{,}5м$$

$$Y = 7 + 17{,}5 = 71{,}5 = 96м$$

4. $H_1 = \frac{5-3}{0{,}02} = 100м$ (то есть $H_1 \to Z_1$)

$$H_2 = \frac{200}{cos\,5^0} = 200{,}8м \quad (H_2 \approx Z_2)$$

$$H_3 = \frac{15{,}2-5}{0{,}025} = 408м$$

5. $\Psi = 15{,}2 - 70 + 90 = 35{,}2^0 > 30^0$, то есть необходимое условие встречи выполняется.

6.

$$H_c = 100 + 200{,}8 + 408 + \frac{arcsin(800-700)\frac{0{,}025}{57{,}3} + sin\,15{,}2^0) - 15{,}2}{0{,}025} = 813м$$

17.3. Технические характеристики отклонителей и регистрирующих приборов

Основные технические средства, применяемые для контроля и управления траекторией скважин представлены в табл. 17.1-17.8.

Таблица 17.1

Технические средства и приборы для направленного бурения геологоразведочных скважин

	Виды технических средств	Обеспеченность по диаметрам скважин, мм				
		93	76	59	46	36
1.	Отклонители					
1.1.	Стационарные					
1.1.1.	Неизвлекаемые	КС	КОС, КС	КОС, КС	КОС	-
1.1.2.	Частично извлекаемые	СКО	СКО	СКО	-	-
1.1.3.	Извлекаемые закрытые	КПП	КПП	КПП	-	-
1.2.	Извлекаемые					
1.2.1.	Клиновые однократного действия	-	СО	СО	-	-
		СНБ-КО	СНБ-КО	СНБ-КО	-	-
		-	СНБ-АС	СНБ-АС	-	-
1.2.2.	Бесклиновые скользящие непрерывного действия	-	ТЗ	ТЗ	ТЗ	-
		-	СБС	СБС	СБС	-
		ОБС	ОБС	ОБС	ОБС	-
		-	СНБГМ	СНБГМ	-	-
2.	Породоразрушающий алмазный инструмент					
2.1.	Коронки утолщенные	-	12А3	12А3	12А3	-
		-	13И3	13И3	13И3	-
2.2.	Долота бескерновые	-	АДН	АДН	АДН	-
		-	ИДН	ИДН	ИДН	-
2.3.	Калибраторы алмазные	-	КАНБ	КАНБ	КАНБ	-

Продолжение табл. 17.1

3.	Приборы, устройства ориентирующие					
3.1.	Извлекаемые проводные	"Курс-18"	"Курс"	-	-	-
		УШО-15	"Луч-13"	"Луч"	"Луч"	"Луч"
		ОЭ-15	УШО	УШО	-	-
			ОЭ	ОЭ	-	-
			ОБ-13	ОБ-143	ОБ-13	ОБ-13
3.2.	Погружные	СТ-3	СТ-3	СТ-3	-	-
		-	ОП-76	ОП-59	-	-
		-	ОПВ-76	ОПВ-59	-	-
4.	Инклинометры оперативного контроля					
4.1.	Одноточечные	ОК-40У	ОК-40У	ОК-40У	ОК-40У	-
		МИ-42	МИ-42	МИ-42	МИ-30	-
				МИ-30		МИ-30
4.2.	Многоточечные (фотографические)	МТ-1	МТ-1	МТ-1	МТ-1	-

Таблица 17.2

Характеристика скользящих отклонителей непрерывного действия

Характеристика отклонителей	Способ выполнения			
Назначение отклонителя	Искусственное искривление скважин в проектном направлении в процессе бурения.			
Диаметр бурения	Сохранение диаметра основного ствола скважины.			
Метод искривления	неравномерное разрушение поверхности забоя и стенок скважин.			
Процесс искривления	Непрерывный в пределах цикла искривления.			
Характер перемещения отклонителя	Скользящий, без вращения наружного корпуса			
Длиа цикла искривления	В зависимости от проектной задачи, кривизны ствола и его разработки.			
Передача крутящего момента на забой	От бурового станка вращающимися бурильной колонной и валом отклонителя			Забойным двигателем, расположенным на невращающейся бурильной колоне.
Способ раскрепления отклонителя	Механический распор корпуса в стволе скважины	Гидравлико-механический распор корпуса в стволе		Закрепление бурильной колонны с отклонителем на устье скважины
Принцип действия отклонителей	Создание отклоняющего усилия и изгибающего (опрокидывающего) момента			

Способ создания действия	Перекос корпуса в стволе скважины	Перекос вала снаряда	Регулируемое смещение вала снаряда	Перекос корпуса в стволе	Перекос вала в корпусе	Кривая труба, ниппель и др.	Искривленный корпус
Пример отклонителя (разработчик)	ИНБ-ШМ (ВИТР), ТЗ-73,57 (ЗабНИИ), ССНБ (КазИМС)	СНБ-ИМР-89, 73; Ср-ТПИ-73.57 и др.	СБС-76,59,46 (ВИТР-ЦКПГО); ОБС-76,59,46 (ВИТР)	ГОС-73	СНБГМ-73, СНБГМ-57 (КазИМС)	Турбобуры и винтобуры	Турбобуры и др.

Таблица 17.3

Основные характеристики отклонителей непрерывного действия ТЗ-3 и СБС

Тип отклонителя	ТЗ-3		СБС		
Диаметр корпуса, мм	57	73	44	57	73
Длина отклонителя, мм	1800	2200	1770	1850	1895
Масса, кг	28	42	12	25	45
Распорное усилие, кН	8	13	4	5	6
Отклоня.щее усилие, кН	1,8	2Б6	-	-	-
Интеисивность искривления, градус/м	0,5-2		0,2-1,5		
Режим работы (не более)					
осевая нагрузка, кН	15	25	15	20	25
частота вращения, мин$^{-1}$	500	300	300	300	300
интеисивность промывки, л/мин	50-90	80-120	40-80	60-100	80-120

Таблица 17.4

Основные характеристики отклонителей иепрерывного действия СНБГМ

Показатели	СНБГМ-59	СНБГМ-46
Наружный диаметр корпуса, мм	56,5	44
Длина в сборе, мм	1254	1174
Масса, кг	19	14
Интенсивность искривления цикла, град/м	0,9-1,2	0,9-1,1
Рациональная величина интервала искривления, м	1,5-3,0	
Осевая нагрузка на забой, кН	1,0-15,0	1,0-12,0
Количество промывочной жидкости, л/мин	30-80	30-70
Перепад давления в дросселе, МПа	0,8-1,0	0,8-1,0

Таблица 17.5

Основные характеристики стационарного клинового снаряда КОС

Диаметр корпуса, мм	73	57	44
Длина клина, мм	6295	7100	5065
Длина скоса желоба, мм	1540	1190	1530
Угол скоса, градус	2,5	2,5	1,5
Масса, кг	75	55	26,8
Диаметр скважины, мм	76-85	59-70	46-55

Таблица 17.6

Технические характеристики пробок искусственных забоев ПЗ

Тип	ПЗ73	ПЗ57	ПЗ44
Наружный диаметр, мм	73	57	44
Длина с гидроприводом, мм	1100	1100	790
Масса с гидроприводом, кг	17,8	13,4	5,6

Таблица 17.7

Техиическая характеристика универсальных шарииров ШУ

Тип шарнира	ШУ73-6^0	ШУ57-6^0	ШУ44-3^0
Диаметр шарнира, мм	73	57	44
Длина шарнира, мм	530	450	450
Максимальный угол излома, град	6	6	3
Предельное осевое давление, кН	до 25	до 20	до 12

Таблица 17.8

Осиовные характеристики ориентаторов отклонителей типов АШ-3, "Курс", "Луч", ОБ-13

Тип прибора	АШ-3	"Курс"	"Луч"	ОБ-13
Диапазон ориентирования, градус	-	0-340	0-360	
Диапазон зенитных углов, при которых работает ориентатор, градус	3-80	3-90	2-60	
Точность ориентирования в градусах при зенитных углах:	-			
1,5-3^0		-	±10	±5
3-5^0		±10	±7	±5
5-10^0		±7	±(5-7)	±(3-5)
> 10^0	±3	±5	±5	±(3-5)
Максимальная глубина применения, м	600	2000	2000	2500
Размеры датчика, мм				
диаметр	20	18	13	13
длина	1160	1500	1020	1500
Масса, кг	1,96	1,1	0,87	
Рабочее напряжение тока, В	36	36	220	220

Таблица 17.9

Основиые характеристики ориеитиров отклонителей типов СЭ, ОК, СЭОКЛ и САА

Тип прибора	СЭ-73	ОК-1	СЭОКЛ	САА-4
Диапазон зенитных углов скважины, при которых работает сигнализатор, градус	5-45	3-40	1-45	5-45
Точность ориентирования, градус	±3	±5	±3	±3
Максимальная глубина применения, м	1500	800	1000	700
Наружный диаметр корпуса, мм	73	89	73; 57	89
Длина корпуса, мм	486	400	1600	1520
Диаметр контактного стержня, мм	20	20	18	-
Длина контактного стержия, мм	500	400	600	-
Рабочее напряжение электрического тока, В	24-36	36	24-36	10

ГЛАВА 18

Предотвращение и ликвидация аварий

18.1. Причины и виды аварий

Аварии являются следствием геологических, технических, технологических (в т.ч. организационных) осложнений, которые накапливаются в течении определенного времени и затем проявляются на различных стадиях буровых работ при транспортировании и монтаже оборудования, бурении, исследовании и эксплуатации скважин, вскрытии и освоении продуктивных горизонтов и в других случаях.

К геологическим причинам, осложняющим процесс бурения, можно отнести трещиноватость, сланцеватость, неустойчивость, анизотропию горных пород, угол их залегания, высокие значения температуры и пластового давления и т.п.

В процессе эксплуатации скважин аварийная ситуация может возникнуть в результате поступления из пласта в скважину мелких фракций породы, воды или нефти, имеющей высокую степень минерализации, парафинизации и др. примесей, заклинивающих как рабочие элементы откачных насосов, так и сами насосы в скважине.

Технические причины сводятся к конструктивным недостаткам (заводским или приобретенным) инструмента, прежде всего, бурильных, колонковых, обсадных, эксплуатационных труб, а также оборудования, приборов и приспособлений.

Технологические причины заключаются в нарушении технологических регламентов, касающихся процессов (режимов) подготовки оборудования к работе, выбора, приготовления и использования очистных агентов, тампонажных смесей и буферных жидкостей, выбору (расчету), контролю и использованию технических средств бурения и т.п.

Организационные причины часто являются основными, т.к. при плохо налаженном планировании, организации, мотивации и контроле, как правило, происходят сбои в управлении (принятии решений), которые приводят к концентрированию геологических и технико-технологических осложнений. Результатами такой концентрации являются аварии.

Основные виды аварий следующие: прихват труб (колонковых, обсадных, бурильных, шламовых), водоподъемного оборудования и породоразрушающего инструмента; обрыв (развинчивание) труб, водоподъемного оборудования, геофизических приборов и т.п.; падение в скважину посторонних предметов.

18.2. Ликвидация аварий

Аварию выгоднее предотвратить, чем ликвидировать. Для этого необходимо тщательно рассчитывать режимы технологических процессов (бурение, СПО, крепление, цементирование и др.) и выполнять существующие технологические регламенты.

В условиях реального производства аварии происходят не редко, поэтому существует набор специальных инструментов, предназначенных для их ликвидации.

В данном разделе рассмотрены инструменты, предназначенные для ликвидации наиболее характерных для вращательного бурения аварий (табл. 18.1-18.21).

Таблица 18.1

Технические характеристики труболовок

Показатели	ССК-46 05.200	ССК-59 05.200	ССК-76 05.200	ТРГ-93	ТРГ-112
Предельные диаметры разрезаемых труб, мм:					
наружный	45	62	76	89	108
внутренний	33	44,5	59,5	81	99,5
Рабочее давление жидкости, МПа	1,2-1,5	0,7-1,5	0,7-1,5	0,501,0	0,5-1,0
Наружный диаметр корпуса, мм	32	43,5	58,5	77	95
Тип присоединительной резьбы	М27х1,5	Резьба трубы бурильнойØ42	Ø50	Замковая 3-50	
Длина, мм	294	322	425	465	520
Масса, кг	1,7	3,2	5,6	10,5	21,7

Таблица 18.2

Технические характеристики труболовок

Показатели	ССК-46 05.100	ССК-59 05.100	ССК-76 05.100
Предельные внутренние диаметры захватываемых труб, мм	33-36	45-51	59,5-65

Продолжение табл. 18.2

Наружные диаметры, мм			
корпуса труболовки	32	43,5	58,5
верхнего перходника	43	56	73
Рабочее давление жидкости, МПА	0,7-1,0		
Тип присоединительной резьбы	Резьба трубы бурильиой		
	ССК-46	ССК-59	ССК-76
Длина, мм	670	650	800
Масса, кг	4,0	5,8	13,7

Таблица 18.3

Технические характеристики наружных освобождающихся труболовок для труб иефтяного сортамеита

Параметры	ТНСС 60-12-,6	ТНС 73-139,7	ТНС 89-158,7	ТНС 102-165,1	ТНС 114-190,5
Наружный диаметр, мм					
извлекаемой трубы	56-62	69-74	85-91	98-105	110-118
корпуса	108	120	140	145	170
Длина, мм	1563	1570	1765	1820	1820
Масса, кг	54	74	111	122	144
Тип присоединительной резьбы	3-66	3-76	3-88	3-108	3-121

Таблица 18.4

Технические характеристики внутренних освобождающихся труболовок для труб нефтяного сортамента

Параметры	Тип				
	ТВМ-60	ТВМ-73	ТВМ-89	ТВМ-102	ТВМ-114
Захватываемый диаметр, мм	47-57	57-66	71-82	84-96	95-108
наружный диаметр корпуса труболовки, мм	92	92	110	132	132
Длина, мм	1540	1510	1440	1680	2320
Масса, кг	28	38	50	90	110
Тип присоединительной резьбы	3-76	3-76	3-76	3-88	3-88

Таблица 18.5

Технические характеристики пик ловильных

Показатели	ССК-59 005.001	ССК-76 05.001
Внутренний диаметр извлекаемых труб, мм	42-47	52-63
Диаметр скважины, мм	59	76
Длина, мм	340	525
Масса, кг	2,8	6,4

Таблица 18.6

Технические характеристики труборезов-труболовок

Показатели	БИ 279-297 (из комплекта "КЛИН-76"	ТТ-29	ТТ-76	ТТ-93
Наружный диаметр аварийиой трубы, мм	70 (КССК)	57	73	89
Наружиый диаметр корпуса, мм	48	46	61	76
Длина, мм	895	730	930	880
Давление промывочной жидкости, МПа:				
для распора плашек	0,6-1,0			
для вывода резцов	1,2-2,0			
Время резания, мин	10-20			

Таблица 18.7

Технические характеристики кумулятивных труборезов "ВНИПИвзрывгеофизика

Параметры	ТРК-46	ТРК-55	ТРК-68	ТРК-85	ТРК-90	ТРК-110
Наружный диаметр корпуса, мм	44	55	68	85	90	110
Условный диаметр перерезаемой трубы, мм	60	73	89	114	114	140
Масса без утяжелителя, кг	1,9	2,6	3,9	5,1	6,0	7,5
Масса заряда, г	10,5	22,6	36,8	81,0	81,0	125,0

Таблица 18.8

Технические характеристики метчиков для бурильных, колонковых и обсадных труб

Показатели	А1	А2	Б1	Б2	В1	В2	В3	Д1	Д2	Д3	Д4	Д5	К
Внутренний диаметр извлекаемых труб	13-28	15-32	29-37	42-50	20	-57		51-64	71-82	89-100	108-120	126-139	43-53
Диаметр скважины, мм не менее	36	46	46	59	76	76	76	76	93	112	132	152	76
при использовании воронки	-	-	-	-	112	132	152	-	-	-	-	-	-
Длина без воронки, мм	250	280	160	160	430	430	430	220	190	200	200	200	215
Масса, кг	0,82	1,24	0,87	1,84	9,45	9,55	9,65	3,19	4,92	9,76	11,51	14,97	-

Таблица 18.9

Технические характеристики колоколов ловильиых гаологоразведочных

Показатели	А1	А2	Б1	Б2	Б3	Б4	Б5
Наружный диаметр извлекаемой трубы, мм	32-44	41-66	40-59	40-59		48 / 85	-
Диаметр скважины, мм, не менее	59	76	93	93	93	112	112
при использовании воронки	-	-	93	112	132	132	152
Длина, мм	132	240		190		330	
Длина с воронкой, мм	-	-		260		400	
Масса, кг	1,0	2,8		-		-	
Масса с воронкой, кг	-	-		3,75		14,5	

Таблица 18.10

Технические характеристики ловильных колоколов для труб иефтяного сортамента

Параметры	Тип										
	К42-25	К50-34	К58-40	К70-52	К85-64	К100-78	К110-91	К125-103	К135-113	К150-128	К174-143
Наружный диаметр извлекаемой трубы, мм	30-38	38-46	44-54	58-65	70-78	86-94	97-104	110-118	120-128	135-142	150-162
Наружный диаметр корпуса, мм	65	65	90	90	102	102	132	148	170	194	220
Длина, мм	385	340	490	510	595	595	555	560	635	655	800
Масса, кг	7	5	15	14	18	27	27	31	33	49	53
Тип присоединительной резьбы	3-50	3-50	3-66	3-66	3-76	3-88	3-88	3-121	3-121	3-147	3-147

Таблица 18.11

Технические характеристики ловителей бурильных труб

Показатели	ЛОМ-50	ЛОГ-50
Диаметр корпуса, мм	110	90
Диаметр направляющих воронок, мм	110, 130	90, 110, 130, 150
Длина, мм	2375	1800
Масса, кг	66	43

Таблица 18.12

Технические характеристики фрезеров с направлением для разбуривания колонковых наборов с керном

Показатели	ФН-59	ФН-76	ССК-46 05.700	ССК-59 05.700	ССК-76 05.700
Наружный диаметр, мм					
коронки фрезерной	58	75	45	58	75
коронки направляющей	41	58	30	44	42
Длина, мм	385	390	265	320	294
Масса, кг	4,5	8,8	2,7	3,0	4,0

Таблица 18.13

Технические средства для ликвидации прихватов бурового инструмента

Показатели	ВГ-57	ВГ-73	ВГ-89	ВГ-108	ВГ-146
Диаметр корпуса, мм	57	73	89	108	146
Расход жидкости, л/мин	90	120	180	250-350	300-400
Давление жидкости в мезанизме, МПа	2,9	2,5	2,8	3,5	4,0
Частота ударов, Гц	30	32,5	36,5	36	38,8
Энергия единичного удара, Дж	50	80	120	330	350
Длина, м	2,3	2,4	2,3	2,4	2,2
Масса, кг	38	55	85	145	170

Таблица18.14

Технические характеристики домкратов гидравлических для освобождения от прихватов бурильных и обсадных труб

Показатели	ДГ-40	ДГ-100
Грузоподъемность, т.с.	40	100
Диаметр извлекаемых труб, мм	50-249	50-325
Рабочее давление масла, МПа	15	20
Размеры, мм:		
длина	700	1050
ширина	465	670
высота	1654	1245
Масса, кг	255	880

Таблица 18.15

Технические характеристики метчиков-коронок для алмазных коронок

Показатели	МК-46	МК-59	МК-76	ССК-46 05.800	ССК-59 05.800	ССК-76 05.800	БИ 279-298 (для КССК-76)
Тип извлекаемых коронок	Для стандартных коронок			Для коронок ССК			Для коронок КССК
Наружные диаметры, мм:							
корпуса	44	57	73	44	57	73	73
метчика коронки	28	38,5	55	23	34	43	36
Длина, мм	165,5	190,0	200	320	320	352	670
Масса, кг	1,45	2,85	4,6	1,5	2,7	6,1	11,3

Таблица 18.16

Технические характеристики фрезерных коронок

Показатели	ФК-46	ФК-59	ФК-76
Диаметры, мм			
наружный	45	58	75
внутренни	21	30	39
Длина, мм	70,0	78,7	78,7
Масса, кг	0,6	0,9	1,6

Таблица 18.17

Технические характеристики ловушек секторов матриц коронок и мелких предметов

Показатели	ЛСМ-46	ЛСМ-59	ЛСМ-76	ССК-46 05.600	ССК-59 05.600	ССК-76 05.600
Тип аварийных коронок	Стандартные алмазные коронки			Короики ССК		
Наружный диаметр, мм:						
корпуса	45	58	75	45	58	75
коронки	28	38,5	55	24	34	43
Длина, мм	320	345	555	330	337	342
Масса, кг	3,0	4,2	5,5	2,7	3,2	6,7

Таблица 18.18

Технические характеристики ловушек магнитных

Показатели	ЛМ-46	ЛМ-59	ЛМ-76	ЛМ-93
Диаметр, мм	44	57	73	89
Масса поднимаемого металла, кг	0,2	0,8	1,5	3,0
Масса, кг	0,74	1,5	3,51	6,0

Таблица 18.19

Технические характеристики магнитных устройств для очистки забоя скважины

Типоразмер инструмента	Диаметр корпуса, мм	Грузоподъемность, даН	Масса, кг	Присоединительная резьба
УОЗ-88	88	14,0	16	3-66
УО30103	103	24,0	20	3-76
УОЗ-115	115	38,0	28	37-76
УОЗ-135	135	40,0	28	3-88
УОЗ-150	150	65,0	38	3-121
УОЗ-170	170	70,0	60	3-121
УОЗ-195	195	100,0	80	3-121
УОЗ-225	225	120,0	82	3-147

УОЗ-245	245	140,0	130	3-147
УОЗ-270	270	190,0	145	3-147
УОЗ-315	315	240,0	155	3-147

Примечания:

1. Разработчик - СКТБ "Недра" Ивано-Франковского института нефти и газа, Украина.
2. Устройства изготавливаются как с правыми, так и с левыми присоединительными резьбами.

Таблица 18.20

Технические характеристики шнековых ловушек твердого сплава

Показатели	Л-59	Л-76	Л-96	Л-115
Диаметр долота, мм	59	76	96	115
Емкость лдовушки, $см^3$	200	185	230	540
Размер паза, мм	22x10	22x12	26x16	26x16
Длина, мм	-	475	460	460
Масса, кг	5,5	7,5	10,7	15,0

Таблица 18.21

Технические характеристики ловителей каната и кабеля

Показатели	ПЛК-59	ПЛК-76	ССК-46 05.500	ССК-59 05.500	ССК-76 05.500
Наружный диаметр, мм	57	73	30	44	58
Давление промывочной жидкости, МПа	1,0	1,0	-	-	-
Длина, мм	1140	1140	890	820	800
Масса, кг	12,0	17,5	2,85	5,6	5,5

ГЛАВА 19

Эксплуатация скважин

В связи с обострением эколого-экономических проблем происходит увеличение объемов бурения водозаборных и технических скважин, сооружаемых в крупных мегаполисах. Бурение технических скважин сокращают затраты времени и средств при производстве наиболее трудоемких земляных видов работ, связанных с прокладкой различных коммуникаций (трубопроводы, телефонные линии и т.п.), закреплением фундаментов зданий, ведением взрывных и др. видов работ.

Наряду с этим наблюдается существенное увеличение объемов геотехнологического бурения, целью которого является скважинная добыча твердых полезных ископаемых посредством их преобразования в подвижное состояние с помощью различных технологических процессов (табл. 4.1, глава 4). Постепенно увеличиваются объемы бурения нефтегазовых и др. эксплуатационных скважин.

При эксплуатации продуктивных горизонтов, сложенных жидкими полезными ископаемыми, первостепенное значение имеют технико-технологические характеристики эрлифтного оборудования (глава 16), а также водоподъемных и водоструйных установок, характеристики которых приведены ниже.

Таблица 19.1

Характеристики скважинных центробежных насосных агрегатов с погружными электродвигателями типа ЭЦВ

Тип	Подача, $м^3/ч$	Напор, м	Количество ступеней	Мощность двигателя, квт	Внутренний диаметр обсадной колонны, мм, не менее	Масса агрегата, кг
ЭЦВ5-6,3-80	6,3	80	14	2,8	127	60
ЭЦЦВ5-4-125	4	125	22			64
3ЭЦВ6-6,3-85	6,3	85	9			78
3ЭЦВ6-6,3-125	6,3	125	13	4,5		86
1ЭЦВ6-10-50	10	50	6	2,8		69
3ЭЦВ6-10-80	10	80	9	4,5		82
1ЭЦВ6-10-110	10	110	12	5,5		90
1ЭЦВ6-10-140	10	140	15	8	152	118
1ЭЦВ6-10-185	10	185	21	8		125
ЭЦВ6-10-235	10	235	27	11		145
3ЭЦВ6-16-50	16	50	6	4,5		77,5
ЭЦВ6-16-75	16	75	9	5,5		86
1ЭЦВ6-16-75Г	16	75	9	5,5		183

1ЭЦВ6-110Г	16	110	13	8	152	201
ЭЦВ6-16-160ХТрГ	16	160	17	16		170
3ЭЦВ8-16-140	16	140	10	11	203	150
ЭЦВ8-25-100	25	100	7	11		150
1ЭЦВ8-25-100	25	100	7	11		143
2ЭЦВ8-25-100	25	100	7	11		150
2ЭЦВ8-25-150	25	150	10	16		183
1ЭЦВ8-25-150ХТрГ	25	150	10	22	250	345
ЭЦВ8-25-300А	25	300	19	32		355
1ЭЦВ8-40-60	40	60	5	11		175
ЭЦВ8-40-60	40	60	5	11		145
ЭЦВ8-40-180	40	180	15	32		302
2ЭЦВ10-63-65	63	65	3	22		205
2ЭЦВ10-63-110	63	110	5	32		265
2ЭЦВ10-63-150	63	150	7	45		310
1ЭЦВ10-63-270	63	270	13	65		528
ЭЦВ10-120-60	120	60	3	32		315
1ЭЦВ10-120-60	120	60	3	32		345
ЭЦВ10-160-35Г	160	35	2	22		264
ЭЦВ12-160-65	160	65	2	45	305	400
1ЭЦВ12-160-65	160	65	2	45		390
1ЭЦВ12-160-100	160	100	3	65		455
1ЭЦВ12-210-25	210	25	1	22		240
2ЭЦВ12-255-30Г	255	30	1	32		260
ЭЦВ12-63-520Х	63	520	25	160		845
ЭЦВ12-120-300ХГ	120	300		160		900
ЭЦВ12-160-140	160	140	5	90		610
2ЭЭЦВ12-21-55	210	55	2	45		420
1ЭЦВ12-210-145	210	145	5	125		656
1ЭЦВ12-375-30Г	375	30	1	45		275
ЭЦВ14-210-300Х	210	300	6	250	356	1780
ЭЦВ16-375-175Х	375	175	3	250	406	1655

Таблица 19.2

Технические характеристики скважиниых центробежных электронасосных установок типа АТН

Тип установки	Подача, $м^3/ч$		Масса, кг	Габариты, мм		
		Мощность кВт	Насоса	Насоса	Трубопровода	ЭДВ с опорой
АТН8-1-7	30	7,5	120	1223	31425	1192
				1806	44425	1125
АТН8-11	30	10	178	2541	65225	1270
АТН8-1-16	30	13	251	3423	88625	1310
АТН8-1-22	30	17	340	935	30935	1300
АТН10-1-4	70	13	126	1295	46235	1335
АТН10-1-6	70	22	172	1655	61535	1369
АТН10-1-8	70	30	218	2195	79385	1500
АТН10-1-11	70	40	292	2555	99785	1500
АТН10-1-13	70	40	340	2910	115000	1875
АТН10-1-15	70	55	396	966	49400	1904
АТН14-1-3	200		207	1213	59800	1904
АТН14-1-4	200	75	299	1727	98800	1904
АТН14-1-6	200	110	370			

Таблица 19.3

Основные характеристики погружных центробежных насосов фирмы Grundfos

Марка насоса	Подача,м³ч	Напор, м	Диаметр, мм
SQ1	0,5-1,5	35-160	74
SQ2	0,5-3	35-120	74
SQ3	1,5-3,5	30-110	74
SQ5	3-6	15-70	74
SP1	1	190	101
SP2	2	350	101
SP3	3	340	101
SP5	5	400	101-140
SP8	8	500	101-140
SP14	14	150	101-140
SP17	17	500	140-175
SP30	30	500	142-192
SP46	46	350	145-192
SP60	60	300	146-195
SP77	77	280	200-209
SP95	95	230	200-205
SP125	125	400	222-229
SP160	160	360	222-229
SP215	2156	380	241

Таблица 19.4

Технические характеристики насосиой лебедки "Бурвод"

Максимальная подача, м³/ч, при диаметре цилиндра насоса:	
145 мм	10
92 мм	4
Напор, м, с цилиндром диаметром:145 мм	60
92 мм	90
Число ходов в 1 мин	25-40
Коэффициент наполнения	0,9
Приводная мощность, кВт	7
Габариты лебедки, мм:	1380
высота	
ширина	960
длина	1100
Масса лебедки без штангового насоса, кг	400

Технические характеристики насосной лебедки ВЛЗМ

Максимальная подача с 92-мм насосом, м³/ч	4,94
Напор, м	100
Число двойных ходов в 1 мин	43
Габариты лебедки, мм:	
высота	1120
ширина	730
длина	960
Масса лебедки, кг	520

Технические характеристики агрегата-качалки НК-2А

Максимальная глубина откачки, м	150
Допустимая нагрузка на зажимы подвески штанг, кН:	
динамическая	32
статическая	21
Диаметр штангового насоса, мм	76, 101, 152
Подача штангового насоса, м³/ч:	
простого действия	4, 8, 16
двойного действия	15, 30
Длина хода поршня, мм	600, 400, 200
Число двойных ходов в 1 мин	26-38
Грузоподъемность, кгс	
барабана лебедки	1500
с талевой системой	5000
Канатоемкость барабана, м	140
Скорость навивки каната на барабан, м/с	1,2
Высота мачты до оси кранблока, м	7,225
Тип привода	Дизельный Д-40Л
Мощность привода, кВт	29,5
Частота вращения, мин⁻¹	1500
Габариты агрегата в транспортном положении, мм:	
длина	7630
ширина	2190
высота	3300
Масса агрегата, кг	7100

Таблица 19.5

Технические характеристики водоподъемных установок типа ВУ

Показатели	ВУ-2-25	ВУ-5-30	ВУ-10-30	ВУ-6-50	ВУ-9-60	ВУ-7-65
Тип водоподъемника:						
вихревой насос	1	1	2	-		-
водоструйиая установка	-	-	-	1	1	-
погружной электронасос	-	-	-	-	-	1
Марка водоподъемника	1В-0,9М	ВК-2/26	ВК-2/26	ВНШ-2Ш	ВН-2Ц6	ЭЦВ6-10
Подача, м³/ч	2	5	10	6	9	7
Полный напор, м	25	30	30	50	60	65
Мощность электродвигателей, кВт	1,5	3	6	3	7,5	4,5
Масса установки без водоподъемных труб, кг	200	320	420	383	579	376
Вместимость гидропневматического бака, л	160	500	500	500	800	800

Таблица 19.6

Технические характеристики винтового водоподъемника 1ВУ-20/5

Подача, $м^3$	8,5
Напор, м	50
Привод	Бензодвигатель
Частота вращения насоса, об/мин	750
Наибольший поперечный размер конструкции, опускаемой в скважину, мм	140
Масса установки (при заглублении на 50 м), кг	600
Габариты наземной части (в плане), мм	2100х600

Таблица 19.7

Технические характеристики шнуровых водоподъемников

Тип водоподъемника	ВШП-50	ВШП-30
Подача, $м^3/ч$	0,6-5,8	0,5-8,4
Высота подъема воды, м	50	30
Диаметр скважины (обсадиой трубы), мм, не менее	150	
Скорость движения шнура, м/с	2,8-4,8	3,3-6
Мощность двигателя, кВт	3,3	
Общая длина шнура, м	110	70
Габариты наземной части, мм:		
длина	1600	
ширина	1400	
высота	1800	
Масса, кг	600	500

Техническая характернстика диафрагменного водоподъемника ВДП-50

Подача, $м^3/ч$	1,65-2,25
Глубина подъема воды, м	50
Диаметр скважины (обсадной трубы), мм, не меиее	150
Мощность двигателя, кВт	3,3
Допустимое содержание механических примесей, % (по массе)	1
Габариты, мм:	
двигателя	630х490х680
пульсатора	600х425х700
насоса (длинахдиаметр)	3540х133
Масса насоса, кг	846

ГЛАВА 20

Исследование скважин

При исследовании скважин различного назначения используются прямые и косвенные методы. Прямые методы включают отбор керна или жидких полезных ископаемых, в том числе пробные откачки с целью изучения количественных и качественных показателей, а также их фильтрационных и других характеристик.

Косвенные, геофизические методы исследования скважин (каротаж), имеют более широкий спектр применения. Прежде всего они дублируют прямые методы с целью увеличения их достоверности, а при необходимости полностью их замещают.

С помощью различных видов каротажа (электрического, радиоактивного, акустического, газового, термического, механического) можно получить информацию о составе, возрасте, физических, геологических, гидрогеологических и других свойствах разбуриваемых пород и полезных ископаемых.

Такие разновидности каротажа, как инклинометрия, кавернометрия, профилеметрия используют, соответственно, для определения положения скважины в пространстве (табл. 20.1-20.4), наличия в ней каверн и отклонений сечений скважины от цилиндрической формы.

Кроме того, косвенные геофизические методы исследования скважин применяют для контроля технического состояния обсадных колонн и качества цементирования затрубного пространства.

Новым этапом развития косвенных методов исследования скважин явились разработка и широкое внедрение методов их оперативного применения. Эти методы реализуются с помощью телеметрических систем контроля траектории скважины, режимов бурения и свойств пород.

Телеметрические системы представляют собой комплекс в состав которого входят поверхностные приборы и забойные датчики. Информация от датчиков передается на поверхность с помощью электрического, электромагнитного, гидравлического каналов связи и позволяет оперативно, в процессе бурения, исключая СПО, принимать необходимые технологические решения. Назначение и технические характеристики телеметрических систем приведены ниже в табл.20.1-20.3.

Таблица 20.1

Основные технические данные универсальиого малогабаритного инклинометра УМИ-25 и инклинометров ИК-1 и ИК-2

Показатель	Значение	
	УМИ-25	ИК-1, ИК-2
Максимальная рабочая температура для скважинного прибора, ^{0}С	120	120
Максимальное гидростатическое давление для скважинного прибора, МПа	80	65
Диапазон измерений, град:		
зенитного угла	0-50	0-50
азимута	0-360	0-360
иаправлений отклонителя	0-360	
Допускаемая основная погрешность зенитного угла, угл.мин.	±30	±30
Допускаемая основная погрешность (при зенитных углах более 5^0), град.		
азимута	±5	±4
направления отклонителя	±5	
Электрическая схема измерения	мостовая	
Питание:		
напряжение переменного (постоянного) тока, В	220 (180-200)	220 (140)
сила постоянного тока в цепи управления, А	0,7-0,8	
Тип геофизического кабеля	одножильный	
Минимально допустимое сопротивление изоляции жилы кабеля, МОм	2	2
Число коммутируемых позиций, приходящихся на измерение зенитного угла, азимута и направления отклонителя в одной исследуемой точке ствола скважины	6	6
Время успокоения чувствительных элементов, с	10	12
Габаритные размеры скважинного прибора, мм:		
наружиый диаметр	25	58
длина без удлинителя	1110	
длина с удлинителем	3300	1830
габаритные размеры паиели управления и измерения, мм	344x212x197	344x212x197
Масса скважинного прибора, кг:		
без удлинителя	2,5	
с удлинителем	13	30
Масса панели, кг	5	5

Таблица 20.2

Основные технические данные универсального малогабаритного инклинометра МИ-48 и инклинометров ИМ-1, И-7, КИТ и КИТ-А

Показатели	Значение			
	МИ-48	ИМ-1	И-7	КИТ/КИТ-А
Максимальная рабочая температура для скважинного прибора, ^{0}С	250	180	250	120

Продолжение табл. 20.2

Максимальное гидростатическое давление для скважинного прибора, МПа	150	150	120	60/100
Диапазон измерений, град:				
зенитного угла	0-45	0-45; 30-75	0-45	0-50
азимута	0-360	0-360	0-360	0-360
Допускаемая основная погрешность зенитного угла в диапазонах, угл.мин:				
0-5^0	±10	±15	±50	±30
5-45^0	±30			
Допускаемая основная погрешность азимута при зенитных углах в диапазонах, град:				
0,25-1^0	±40			
1-3^0	±15			
3-5^0	±10	±4		±4
5-45^0	±4	±2		
Питание:				
напряжение постоянного тока в цепи управления, В	320	320	270	270
сила тока в цепи управления, А	0,6	0,75		0,45-0,5
Потребляемая мощность в цепи управления, не более, В·А	200	270	100	
Тип геофизического кабеля	одножильный	одножильный	одножильный	одножильный
Минимально допустимое сопротивление изоляции жилы кабеля, МОм	0,05	2	2	2
Способ передачи информации	аналоговый	аналоговый		
Способ регистрации результатов измерений	помехозащищенный автоматический (на бумажном носителе)	автоматический (на бумажном носителе)		
Число коммутируемых позиций, приходящихся на измерение зенитного угла и азимута в одной исследуемой точке оси ствола скважин	9	5	6	6

Максимальное время, затрачиваемое на проведение инклинометрии в одной исследуемой точке скважины, с	39	30		90
Габаритные размеры скважинного прибора, мм:				
наружный диаметр	48	73	60	60/73
длина с удлинителем	3500	2148	2200	1800
Габаритные размеры пульта управления им измерения, мм	520x422x118	400x290x485	344x212x197	370x215x200
Масса скважинного прибора с удлинителем, кг	35	20	30	13/19
Масса пульта, не более, кг	15	20	5,7	6,5

Таблица 20.3

Основные технические данные комплекса технических средств "Наклон", индикатора кривизны скважины ИКС, сбросного малогабаритного инклинометра ЗИ-48 и забойного сбросного инклинометра ЗИ-6

Показатели	Значения			
	"Наклон"	ИКС	ЗИ-48	ЗИ-6
Максимальная рабочая температура для скважинного прибора, ^{0}C	70	120	250	250
Максимальное гидростатическое давление для скважинного прибора, МПа	45	50	120	150
Диапазон измерений, градус:				
зенитного угла	0-50	0-45	0-8; 0-16	0-45
азимута	0-360	0-360		0-360
Допускаемая основная погрешность зенитного угла, угл.мин	±30	±30		±30
Допускаемая основная погрешность азимута (при зенитных углах более 3^0), град.	±4	±3		
Способ доставки прибора в скважину	сбрасывание в бурильную колонну	сбрасывание в бурильную колонну	сбрасывание в бурильную колонну	

Способ извлечения прибора из скважины	после подъема и разборки КНБК	с помощью специального поплавка	после подъема и разборки КНБК	
Место установки прибора в бурильной колонне	немагнитная бурильная труба	немагнитная бурильная труба		
Время успокоения чувствительных элементов, с	12	12	30	
Режим измерений	многоточечный	одноточечный	одноточечный	одноточечный
Максимальное число точек проведения измерений в стволе скважины	80			
Метод регистрации скважинной информации	электрический (с помощью твердотельной памяти в цифровом виде)	механический (с помощью часового механизма)	механический (с помощью часового механизма и первоприющей иглы)	механический (с помощью часового механизма)
Время измерений	в моменты остановки бурильной колонны при отвинчивании очередной свечи			
Способ документирования скважинной информации	автоматический (на бумажном носителе)	визуальный	визуальный	визуальный
Габаритные размеры, мм6				
наружный диаметр охранного кожуха (прибора)	60	78	48	60
длина с удлинителем			2000	3200
Масса прибора, кг			12,5	30

Таблица 20.4

Основные технические данные инклинометров ИМТ-2М-01, ИМТ-2М-02, ИМТ-2М-03 и ИМТ-2М-04

Параметр	Значение
Максимальная рабочая температура для скважинных приборов, ^{0}C:	
ИМТ-2М-01 и ИМТ-2М-02	120
ИМТ-2М-03 и ИМТ-2М-04	200
Максимальное гидростатическое давление для скважинных приборов, МПа:	
ИМТ-2М-01 и ИМТ-2М-03	60
ИМТ-2М-02 и ИМТ-2М-04	100

Продолжение табл. 20.4

Диапазон измерений, град:	
зенитного угла	0-45
азимута	0-360
Допускаемая основная погрешность зенитного угла, угл.мин	±20
Допускаемая основная погрешность азимута (при зенитных углах более 3^0), град.	±4
Питание:	
напряжение постоянного тока в цепи управления, не более, В	250
сила тока в цепи управления, не более, А	0,5
Потребляемая мощность, не более, В·А:	
в цепи управления	130
в цепи измерения	20
Тип геофизического кабеля	одножильный
Минимально допустимое сопротивление изоляции жилы кабеля, МОм	1
Способ передачи информации	аналоговый
Способ регистрации результатов измерений	помехозащищенный автоматический (на бумажном носителе)
Число коммутируемых позиций, приходящихся на измерение зенитного угла и азимута в одной исследуемой точке ствола скважины	4
Время успокоения чувствительных элементов, с	12
Максимальное время, затрачиваемое на проведение инклинометрии в одиой исследуемой точке ствола скважины, с	38
Габаритные размеры скважинного прибора, мм:	
наружный диаметр для ИМТ-2М-01 и ИМТ-2М-03	60
наружный диаметр для ИМТ-2М-02 и ИМТ-2М-04	73
длина с удлинителем	1955
Габаритные размеры пульта управления и измерения, мм	370x170x330
Масса скважинного прибора, не более, кг:	
для ИМТ-2М-01 и ИМТ-2М-)№	18
для ИМТ-2М-02 и ИМТ-2М-04	12
Масса пульта, не более, кг	12

Телеметрические системы с электропроводным каналом связи (ЭКС)

Телеметрическая система "СТЭ" (для бурения с электробуром) и СТТ (для бурения с забойным гидравлическим двигателем)

Телесистема предназначена для измерения и передачи на поверхность информации по кабельной линии связи о зенитном угле, азимуте и направлении действия отклонителя.

Передача информации осуществляется по электрическому кабелю, используемому для подачи электроэнергии к электробуру, или геофизическому одножильному кабелю при бурении с гидравлическим забойным двигателем (ГЗД).

Предел измерений:	
зенитный угол, град	0-110;
азимут, град.	0-360;
направление действия отклонителя, град	0-360
Погрешность измерений:	
зенитный угол, град	±1,5
азимут и отклонитель, град	±9

Организация-разработчик - СКТБПЭ НПО "Потенциал", г. Харьков.

Телеметрическая система "Гирокурсор"

Телесистема передает на поверхность данные о направлении по одножильному геофизическому кабелю. Отличительной особенностью от телесистем с использованием ЭКС является то, что в системе "Гирокурсос" применен датчик на базе гироскопа. Введение гироскопа в состав телесистемы позволяет использовать ее в обсаженных колоннах. Телесистема разработана специально для бурения боковых стволов из обсаженных скважин.

Габариты внешнего корпуса забойного модуля:	
диаметр, мм	45
длина, мм	2000
Пределы измерений и погрешность, град:	
азимут при зенитном угле	
до 70 град	0-360 (±1,5)
зенитный угол	0-180 (±1,5)
отклонитель	±180 (±1,0)
Температура для забойной части, град. ^{0}C	до 85

Разработчик - ЗАО "НТ-Курс", г. Москва.

Телеметрическая система МСТ-45

Телесистема передает информацию о параметрах направления по одножильному геофизическому кабелю. Применяется совместно с немагнитной УБТ при бурении наклонных и горизонтальных скважин глубиной до 3000 м. При бурении возможно вращение бурильного инструмента без подъема забойного модуля.

Пределы измерений и погрешность, град:	
азимут при зенитном угле	
от 0,5 град до 179,5 град	0-360 (±1,5)
зенитный угол	0-180 (±0,5)
отклонитель	0-180 (±3,0)
Температура для забойной части, град. ^{0}C	до 80

Разработчик - ЗАО "Удмуртнефть", г. Ижевск.

Телеметрическая система ЭТО-2М

Телесистема предназначена для передачи информации о зенитном угле и направлении действия отклонителя по 3-жильному каротажному кабелю. Для контроля азимута применяется совместно с гироскопом и инклинометром диаметром 36 мм. Комплектуется немагнитной УБТ с наружным диаметром 105 мм и технологической оснасткой для проложения кабеля.

Габариты забойного модуля, мм:	
длина	700
наружный диаметр	36
Измеряемые параметры и погрешность, град:	
зенитный угол	0-95(±0,5)
отклонитель	±180 (±2,0)
Температура для забойной части, ^{0}C	120

Разработчик - ОАО "НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ.

Телеметрическая система фирмы "Anadrill" (Schlumberger)

Позволяет осуществлять измерение кривизны скважины и каротажа по гидравлическому каналу связи методом непрерывной волны. Телесистема передает на поверхность через каждые 18 с данные о положении отклонителя по гравитационному и через каждые 9 с - по магнитному способом измерений. Данные об азимуте и зенитном угле - через каждые 32 с. Каротажные данные и результаты измерений кривизны передаются через каждые 54 с, величины удельного сопротивления пласта - через 27 с, бурового раствора, вместе с его температурой, нагрузкой на долото и величиной крутящего момента на долоте - через 54 с. Максимально допустимая температура для работы системы - 150^{0}C, min/max расстояния - 9,75/11,27 м (для результатов измерения кривизны) и 12,2/14,9 м - для измерения направления и каротажа. Система широко применяется во всем мире как при бурении на море, так и на суше.

Телеметрическая система "Sperry Sun"

Телеметрическая система фирмы " Sperry Sun" осуществляет передачу информации по гидравлическому каналу связи положительными импульсами давления.

зенитный угол, град	0-180 (±0,2)
азимут, град	0-360 (±1,5)
отклонитель, град	0-360 (±2,5)
гамма-каротаж	
Время передачи параметров направления с учетом поправок, с	от 95 до 167
Время обновления данных по отклонителю, с	9
Температура для забойной части, ^{0}C	125

Телеметрическая система с гидравлическим каналом связи ИЧТ

В отечественной практике турбинного бурения промышленное применение получила телеметрическая система с гидравлическим каналом связи "Индикатор частоты вращения вала турбобура ИЧТ" (в дальнейшем - телесистема ИЧТ).

Забойная часть включает таходатчик, устанавливаемый в контейнере, который встраивается в колонну бурильных труб непосредственно над турбобуром, и привод. Привод, устанавливаемый на валу турбобура, предназначен для передачи вращения входной оси таходатчика.

Наземная часть содержит преобразователь давления типа ИД-240 и приемник сигналов, соединенные между собой кабелем.

Предназначена для контроля работы турбобуров диаметром, мм	195; 240
Диапазон контролируемых частот вращения, мин$^{-1}$	150-1200
Условия эксплуатации:	
расход промывочной жидкости, л/с	не более 50
плотность промывочной жидкости, кг/м^3	не более 1800
содержание песка в промывочной жидкости, %	не более 3
Показатели надежности:	
среднее время безотказной работы таходатчика, ч	не менее 120
полный срок службы таходатчика, ч	не менее 300
среднее время безотказной работы приемника сигналов, ч	1500
полный срок службы приемника сигналов, ч	не менее 10000

Разработчик телесистемы ИЧТ ОАО "НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ.

Телеметрические системы с электромагнитиымм каналом связи

Телеметрическая система ЗИС-4М

Телесистема предназначена для измерения и передачи с забоя на устье скважины по электромагнитному каналу связи (колонн бурильных труб) информации об азимуте зенитном угле и направлении действия отклонителя.

Передача информации осуществляется с помощью электромагнитных волн, формируемых между долотом и электрически изолированным участком колонны бурильных труб.

Предел измерений:	
зенитный угол, град	0-90
азимут, град	0-360
направление действия отклонителя, град	0-360
Частота вращения долота, $мин^{-1}$	10-1500
Время обновления информации, с	21
Погрешность измерения:	
зенитный угол, град	±0,7
азимут и отклонитель, град	±4
частота вращения долота, $мин^{-1}$	±10
Условия эксплуатации:	
температура, ^0C	80
давление, МПа	60

Организация-разработчик - ВНИИгеофизических исследований скважин - -ВНИИГИС.

ГЛАВА 21

Организация работ и ликвидация скважин

21.1. Организация основных и вспомогательных технологических процессов

Понятие организация включает, как правило, две составные части, собственно организацию и управление. Термин организация , также трактуется двояко – организация работ (процессов) и организация как юридическое лицо. В настоящей главе рассматривается организация буровых процессов. Эту работу можно условно разделить на четыре стадии – планирование, организация (структуризация), мотивация и контроль.

Управление является надстройкой, базирующейся на организационном фундаменте и включает принятие решений (оперативных и стратегических) и коммуникации (информационные, психологические и др.).

Обозначенные элементы организационных и управленческих процессов связываются между собою деятельностью персонала. Управление персоналом производится с помощью технологических регламентов и нормативно – технических документов, включающих правила, инструкции, геолого – технические наряды, проекты, приказы и т.п.

При хорошо организованной работе процессы управления происходят незаметно, но эффективно, а возникающие проблемы решаются за счет оперативного устранения недостатков существующей организационной структуры. Плохо организованная работа характеризуется большим количеством и низкой результативностью принимаемых решений.

Учитывая особенности функционирования организационно – управляющей системы, при подготовке и выполнении буровых работ, особое внимание уделяется первичному процессу – процессу организации, состоящему из четырех стадий.

Планирование буровых работ, включает :

- технико – экономическое обоснование предстоящих работ (ТЭО);
- геолого – техническое задание (ГТЗ);
- подготовку и подписание контракта с заказчиком;
- проектирование;
- подготовку и получение разрешительной информации.

Организация буровых работ, включает:

- подготовительные работы: снабжение, инструктаж (подбор) персонала, составление план – графика работы, геолого–технического наряда (ГТН, табл. 21. 1);
- сооружение скважин: бурение, крепление, СПО и т.п.;
- исследование скважин с помощью геофизических и др. методов;
- использование скважин: добыча ПИ, прокладка коммуникаций, равномерное распределение избыточного веса зданий и сооружений в неустойчивых ГП;
- охрану труда: условия труда и отдыха, его безопасность, социальные гарантии и т.п. Мероприятия по охране труда регламентируются КЗОТом, правилами техники безопасности (ТБ), трудовыми контрактами и т.п.;
- охрана окружающей среды (ООС): предотвращение загрязнения водоносных горизонтов очистными агентами, промышленными стоками, утилизация отходов бурового производства, в том числе посредством их подземного захоронения с помощью скважин, восстановление исходного состояния окружающей среды после окончания буровых работ и др. мероприятия. Работы по охране окружающей среды регламентируются ГОСТами, существующими в области земле- и водо пользования, санитарными правилами и нормами (СанПиН) и др. нормативными документами;
- ликвидация скважин: тампонирование (цементирование), рекультивация почвы и т.п.

Мотивация персонала затрагивает вопросы заработной платы, профессионального развития, служебного продвижения, социальных гарантий, возможности самовыражения, отдыха, причастности к процессу развития организации в целом и т.п. Договоренности достигнутые между сотрудником и администрацией фиксируются трудовым контрактом, в котором детально отражаются все особенности взаимоотношений сторон – права и обязанности, условия и срок действия контракта и т.п.;

Контроль буровых работ касается прежде всего их качества (соответствия технологическим регламентам и нормативно – техническим документам), исправности оборудования и инструмента, выполнению требований ТБ и ООС. Контроль разделяют на текущий и итоговый. Наряду с указанными общими параметрами контроля каждому виду скважин, в зависимости от их назначения присущи свои ключевые показатели.

При бурении разведочных скважин на твердые ПИ особое внимание уделяется контролю количества и качества выхода керна; при бурении инженерно – геологических кроме этого тщательно контролируется вопрос сохранения его естественной влажности, а также качество процессов

зондирования, прессиометрии, штампирования, исследования гидрогеологических характеристик ГП и лабораторных исследований несущих способностей грунта.

Для разведочно- и эксплуатационно – фильтрационных скважин (гидрогеологические, нефтегазовые, геотехнологические) контролируемыми являются процессы изменения статического и динамического уровня, количества и качества ПИ, фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов, качество цементирования обсадных колон и др. показатели.

При сооружении эксплуатационно – технических скважин особое внимание обращается на прочность буронабивной сваи, надежность ее связи со стенками скважины и т.п.

Таблица 21.1

Организация (предприятие)_____

_____

Проектная глубина скважины, м _____

Угол наклона к горизонту, град. _____

Буровая установка (станок)_____

Двигатель (тип, мощность) _____

Буровой насос _____

Вышка (мачта), ее высота, м_____

Труборазворот _____

Длина свечи, м _____

Элеватор (тип) _____

Бурильные трубы _____

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД (ГТН) НА БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ НА ТВЕРДОЕ ПОЛЕЗНОЕ ИСКОПАЕМОЕ

Скважина № _____

Геологическая часть					Техническая часть						Талевая оснастка	Осложнения в скважине и ликвидация		
		Характеристика горных пород				Буровой инструмент		Режим бурения						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

1. Номер слоя пород
2. Проектная геологическая колонна.
3. Мощность слоя, м.
4. Проектная характеристика пород.
5. Категория пород по буримости.
6. Жесткая конструкция скважины.
7. Тип породоразрушающего инструмента , его диаметр, мм.
8. Тип колонкового набора, длина, м и внешний диаметр, мм колонковой трубы.
9. Осевая нагрузка, кН.
10. Частота вращения, $мин^{-1}$.

11. Расход очистного агента, л/мин.
12. Талевая оснастка.
13. Возможные осложнения в скважине.
14. Интервал глубины осложнений, м.
15. Метод и средства ликвидации осложнений.

Таблица 21.2

Организация _____ Буровая установка _____
Проектная глубина скважины, м _____ Буровой насос _____
Скважина начата _____ Бурильные трубы _____
Скважина окончена _____ УБТ _____
Скважина сдана в эксплуатацию с дебитом, $м^3/ч$ _____

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД НА СООРУЖЕНИЕ ВОДОЗАБОРНОЙ СКВАЖИНЫ

Геологическая часть								Техническая часть									
№	Геологический разрез (колонна)	Порода (краткая характеристика)	Мощность слоя, м			Категория пород по буримости	Статический уровень (от поверхности),м	Понижение при откачке, м	Конструкция скважины	Тип, диаметр породоразрушающего инструмента, мм	Режимы бурения			Очистной агент		Тампонирование	Примечание
			от	до	всего						Осевая нагрузка, кН	Частота вращения, $мин^{-1}$	Расход очистного агента л/мин	Вид очистного агента	Обработка реагентами		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

21.2. Ликвидация скважин

После завершения бурения (эксплуатации) скважины производят ее ликвидационное тампонирование, заключающееся в заполнении ствола скважины глиной, цементным или густым глинистым раствором. Цель ликвидационного тампонирования - устранение возможности циркуляции подземных вод по стволу скважины.

Если скважина закреплена обсадными трубами, их извлечение обязательно. Скважины, вскрывшие несколько водоносных горизонтов с различными химико-гидрогеологическими характеристиками, ликвидируют путем установки разделительных мостов в интервалах водоупорных слоев, которые разделяют водоносные горизонты. Мосты устанавливают на интервалах в 10-15 м выше кровли и ниже подошвы водоносных пластов. Число мостов равно числу водоносных горизонтов. Материал моста (цементный камень) при длительном пребывании в минерализованных водах не должен терять своих водонепроницаемых и прочностных характеристик и подвергаться коррозии. Промежутки между мостами заполняют вязким глинистым раствором. Для повышения сцепления цементного камня с горными породами непосредственно перед установкой цементных мостов целесообразно удалять глинистую корку со стенок скважины.

По виду тампонажного материала различают следующие методы тампонирования.

Тампонирование глинистым раствором

При ликвидации скважин, не вскрывших водоносные горизонты, ограничиваются заливкой в скважину густого глинистого раствора.

Тампонирование глиной

Ликвидационное тампонирование глиной применяется только в сухих и с безнапорными водными горизонтами скважинах небольшой глубины. Тампонажный материал готовится из вязкой глины с содержанием песка не более 5-6%. Глину слегка замачивают, тщательно перемешивают и освобождают от твердых частиц. Влажность тампонажного материала должна быть минимальной, чтобы он обладал способностью набухать в скважине.

Тампонажный материал можно или забрасывать в скважину или доставлять на забой при помощи колонкового набора. В первом случае из глины готовят вручную шарики и забрасывают в скважину. После заполнения скважины шариками из глины на высоту 1-1,5 м производят трамбовку глины в стволе. Во втором случае из густого глинистого теста с помощью глинопресса или вручную готовят цилиндры. Глиняные цилин-

дры опускают на забой скважины в длинной колонковой трубе и, приподняв колонковую трубу на 1-1,5 м над забоем, впрессовывают с помощью насоса давлением воды обычно при 1-1,5 МПа. Для надежности каждую порцию тампонажной глины трамбуют металлической трамбовкой.

Тампонирование цементным раствором

Для ликвидационного тампонирования скважины, пройденной в скальных и полускальных породах, применяют цемент. Скважина, пробуренная с применением глинистого раствора и тампонируемая цементом перед тампонированием разглинизуется. Цементный раствор нагнетают насосом через бурильные трубы, опущенные над поверхностью забоя. По мере заполнения скважины цементным раствором бурильные трубы приподнимают.

Тампонирование отверждаемым глинистым раствором (ОГР)

ОГР получают введением в глинистый раствор фенолформальдегидных смол с отвердителями. В начальный период после приготовления смесь имеет вязкость, несущественно отличающуюся от вязкости исходного глинистого раствора. После смешения исходных компонентов консистенция ОГР в течение определенного времени не меняется, а затем, в отличие от цементных растворов, быстро и равномерно возрастает, и жидкость переходит в твердое состояние. Недостаток - токсичность отвердителей.

После тампонирования на устье ликвидированной скважины устанавливают репер - отрезок обсадной трубы с цементной пробкой, на котором обозначены номер скважины, ее глубина, название организации и дата окончания бурения.

Список литературы

1. Абрамсон М.Г., Байдюк Б.В., Зарецкий В.С. и др. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений. - М.: Недра, 1984. – 207 с.
2. Алексеев В.В., Акимов В.Д., Пинчук И.П. Двигатели внутреннего сгорания для производства геологоразведочных работ и основы технической термодинамики. – М.: ЗАО "Геоинформмарк", 2002. – 371 с.
3. Альтшуль А.Д., Животовский Л.С., Иванов Л.П. Гидравлика и аэродинамика: Учебник для вузов. – М.: Стройиздат, 1987. – 414 с.
4. Анисимов В.С., Макушкин Д.О., Качан И.Л. Самоходные бурильно-крановые машины: учебное пособие для ПТУ. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1989. – 215 с.
5. Аренс В.Ж. Скважинная добыча полезных ископаемых (геотехнология). – М.: Недра ,1986. – 279 с.
6. Архангельский И.В. Бурение скважин в прибрежной зоне морей. – Л.: Недра, 1975.- 278 с.
7. Архангельский И.В. Морское бурение инженерно- геологических скважин. – Л.: Недра – 1980. – 356 с.
8. Архангельский И.В., Тимофеев А.Н. Бурение скважин с плавучих установок при инженерно-геологических изысканиях. – М.: Недра, 1967. – 72 с.
9. Афанасьев И.С., Пономарев П.П., Каулин В.А., Кукес А.И., Осецкий А.И. Спутник инженера - буровика: Справ. издание. - СПб.: ВИТР, 2003. – 640 с.
10. Багдасаров Ш.Б., Верчеба А.О., Пальмов И.И. Справочник горного инженера геологоразведочных партий. – М.: Недра, 1986. – 358 с.
11. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1988. – 501 с.
12. Башкатов Д.Н., Драхлис С.Л., Сафонов В.В., Квашнин Г.П. Специальные работы при бурении и оборудовании скважин на воду. – М.: Недра, 1988. – 268 с.
13. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин. - М.: Недра, 2003. – 554 с.
14. Башкатов Д.Н., Панков А.В., Коломиец А.М. Прогрессивная технология бурения гидрогеологических скважин. – М.: Недра, 1992. – 286 с.
15. Белянкин Д.С. ,Иванов Б.В., Лапин В.В. Петрография технического камня. – М.: Изд-во АН СССР, 1952.
16. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве. – М.: Недра, 1976. – 224 с.
17. Бронштейн И.Н., Семендяев К.А. Справочник по математике для инженеров и учащихся втузов. – 13-е изд., исправленное. – М.: Наука,1986. – 544 с.
18. Булатов А.И, Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: В 4 кн./ М.: Недра, 1993-1996. – Кн. 1-4.
19. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: В 2 к. - М.: Недра, 1985. – 191 с.

20. Бурение и оборудование геотехнологических скважин / И.А. Сергиенко, А.Ф. Мосеев, Э.А. Бочко, М.К. Пименов. - М.: Недра, 1984. – 224 с.
21. Бурение разведочных скважин на шельфе / А.Г. Асеев, В.М. Распопов, С.С. Хворостовский. – М.: Недра, 1988. - 198 с.
22. Буровой инструмент для геологоразведочных скважин: Справочник / Н.И. Корнилов, Н.Н. Бухарев, А.Т. Киселев и др:, Под ред. Н.И. Корнилова. – М.: Недра, 1990. – 395 с.
23. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / Под общ. Ред. А.М. Гусмана, К.П. Порожского. - Екатеринбург: УГГА, 2002. – 592 с.
24. Буровое оборудование: Справочник: В 2 к. В.Ф. Абубакиров, В.А. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др.– М.: Недра, 2000 – Т. 1.- 269 с.
25. Буровые установки для проходки и стволов: Справочник / А.Т. Николаенко, Б.Я. Седов, Н. Д. Терехов ,Н.С. Болотских. - 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 344 с.
26. Васильев В.И., Блинов Г.А., Пономарев П.П. и др. Инструктивные указания по алмазному бурению геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые. - Л.: ВИТР, 1987.- 248 с.
27. Васильев В.И., Пономарев П.П., Блинов Г.А., Бакланов Ю.В., Кулик Б.А., Лаврова Г.А., Оношко Ю.А. Отраслевая методика по разработке технологии бурения на твердые полезные ископаемые. - 2-е изд, перераб. и доп. – Л.: ВИТР, 1983. – 130 с.
28. Власюк В.И., Чихоткин В.Ф. Менеджмент производства алмазного породоразрушающего инструмента: Учеб.-метод. пособие. – М.: МГГА, 2000. – 59 с.
29. Воздвиженский Б.И., Голубинцев О.Н., Новожилов А.А. Разведочное бурение. – М.: Недра, 1979. – 510 с.
30. Волков А.С. Машинист буровой установки: Учеб. и справ. пособие. - М.: ВИЭМС МПР РФ, 2003. – 640 с.
31. Вудс Г. .Лубинский А. Искривление скважин. - М.: Гостоптехиздат, 1960. – 150 с.
32. Выгодский М.Я. Справочник по высшей математике. – 13-е изд., стер. – М.: Физматлит, 1995. – 872 с.
33. Гавич И.К. Гидрогеодинамика: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1988. – 349 с.
34. Гаврилко В.М., Алексеев В.С. Фильтры буровых скважин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 334 с.
35. Ганджумян Р.А. .Калинин А.Г, Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: Справ. пособие / под ред . А.Г. Калинина. – М.: ОАО Издательство "Недра", 2000. – 489 с.
36. Голиков С.И., Бугаков Ю.Д., Комаров М.А. Технические средства и организация буровых работ в Японии (на примере деятельности фирмы «Koren Goring») // Обзор. информ. Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства/ ВИЭМС. – М., 1986. – 27 с.
37. Голубинцев О.Н. Механические и абразивные свойства горных пород и их буримость. М.: Недра, 1968. – 198 с.
38. Горная энциклопедия. В 6 т. М.И. Агошков, Н.К. Байбаков, А.С. Болдырев и др., Под ред. Е.А. Козловского – М.: Сов. Энциклопедия, 1985.

39. Горноразведочные работы: Учебн. для Вузов; Под ред. Л.Г. Грабчака. Л.Г. Грабчак, Ш.Б. Багдасаров, С.В. Иляхин и др.– М.: Высш. шк., 2003. – 661 с.
40. Грабчак Л.Г., Кузовлев Б.Н., Чуносов В.В. Техника и технология для сооружения вентиляционных выработок и запасных выходов буровым способом // Обзор. информ. Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства/ ВИЭМС.- М., 1988. – 46 с.
41. Жиленко Н.П., Краснощек А.А. Справочное пособие по реактивно-турбинному бурению. – М.: Недра, 1987. – 309 с.
42. Зиненко В.П. Направленное бурение: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1990. – 152 с.
43. Иванов К.И., Латышев В.А., Андреев В.Д. Техника бурения при разработке месторождений полезных ископаемых. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 272 с.
44. Ивачев Л.М. Промывка, тампонирование геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1989. – 247 с.
45. Иогансен К.Б. Спутник буровика: Справочник. – 3-е изд. перераб. и доп.- М.: Недра, 1990. – 303 с.
46. Калинин А.Г., Ганджумян Р.А., Мессер А.Г. Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин. - М.: Недра, 2005. – 808 с.
47. Калинин А.Г., Ошкордин О.В., Питерский В.М., Соловьев Н.В. Разведочное бурение: Учеб. для вузов. – М.: ООО "Недра - Бизнесцентр", 2000. – 748 с.
48. Кардыш В.Г., Мурзаков Б.В., Окмянский А.С. Современные технические средства для бурения геологоразведочных скважин снарядами со съемными керноприемниками за рубежом// Обзор. информ. Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства/ ВИЭМС. – М., 1990. – 63 с.
49. Кардыш В.Г., Мурзаков Б.В., Окмянский А.С., Ребрик О.Б. Технические средства для пневмоударного бурения за рубежом // Обзор. информ. Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства. – М., 1989 – 52 с.
50. Каталог нефтяного оборудования, средств автоматизации, приборов и спецматериалов. – М., ВНИИОЭНГ, 1994. – 427 с.
51. Кирсанов А.Н., Зиненко В.П., Кардыш В.Г. Буровые машины и механизмы. – М.: Недра, 1981. – 448 с.
52. Киселев А.Т., Меламед Ю.А. .Чистяков А.О. Новые технологии бурения гидрогеологических скважин с использованием двойных концентрических колонн и гидроударных машин// Обзор. информ. Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства. - М.: ООО "Геоинформцентр" 2002. – 55 с.
53. Классификация горных пород по формациям и типаж породоразрушающего инструмента (методические рекомендации)/ А.Г. Аркишов, Г.А. Блинов, П.Н. Курочкин и др. – СПб.: ВИТР, 1999. – 42 с.
54. Кренделев В.П. и др. Техника и технология ударно-канатного бурения при разведке россыпей. – М.: Недра, 1979.- 246 с.
55. Кудряшов Б.Б., Кирсанов А.И. Бурение разведочных скважин с применением воздуха. – М.: Недра, 1990. – 263 с.

56. Кудряшов Б.Б., Чистяков В.К., Бобин Е.Н. Бурение скважин тепловым способом в ледниковом покрове Антарктиды// Обзор. информ. Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства. – М., 1977. – 58 с.
57. Куликов В.В., Воронов В.Н., Николаев И.И. Пневмоударное бурение разведочных скважин. М.: Недра, 1977.
58. Лачинян Л.А. Работа бурильной колонны. - 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1992. – 214 с.
59. Любимов Н.И., Носенко Л.И. Справочник по физико-механическим параметрам горных пород рудных районов. – М.: Недра, 1978.- 336 с.
60. Малюга А.Г. Инклинометры для исследования глубоких и сверхглубоких скважин. – Тверь: НТП "Фактор", 2002. – 520 с.
61. Масленников И.К. Буровой инструмент. Справочник. – М.: Недра, 1978. – 571 с.
62. Миловский А.В. Минералогия и петрография: Учеб. для техникумов. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 432 с.
63. Минаков С.И., Шибанов Б.В., Куликов В.В., Сердюк Н.И. Расчетная оценка условий очистки ствола скважины от шлама // Изв. ВУЗов. Геология и разведка/ МГГРУ – 2004.- № 1. с. 65 – 66.
64. Михайлова Н.Д. Техническое проектирование колонкового бурения. – М.: Недра, 1985. – 200 с.
65. Морозов Ю.Т. Методика и техника направленного бурения скважин на твердые полезные ископаемые. – Л.: Недра, 1982. – 221 с.
66. Новые технологии в создании и использовании алмазного породоразрушающего инструмента. / В.И. Власюк, Ю.Е. Будюков, Л.К. Горшков и др. – М.: ЗАО "Геоинформмарк", 2002. – 140 с.
67. Общетехнический справочник / Под ред. А.Н. Малова. –М: Машиностроение, 1989. - 464 с.
68. Палашкин Е.А. Справочник механика по глубокому бурению. - 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1981. – 510 с.
69. Петрографический словарь / В.П. Петров, О.А. Богатиков, Р.П. Петров. – М.: Недра, 1981. – 496 с.
70. Политехнический словарь / Редкол. : А.Ю. Ишлинский (гл. ред.) и др. – 3-е изд. перераб . и доп. – М.: Советская энциклопедия, 1989. – 656 с.
71. Пономарев П.П., Каулин В.А. Отбор керна при колонковом геологоразведочном бурении. – Л.: Недра, 1989. – 256 с.
72. Практикум по курсу "Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Учеб. пособие / А.Г. Калинин, Н.А. Горохов, Н.В. Соловьев.- М: МГГА, 1994. – 85 с.
73. Применение погружных автономных установок для однорейсового бурения подводных скважин. / О.Н. Калиниченко, А.В. Коломоец, Е.В. Квашин и др.// Обзорн. информ. Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства/ ВИЭМС . – М., 1988 – 45 с.
74. Путилов К.А. Курс физики. - М.: Наука, 1963. Т.1. – 560 с.

75. Ребрик Б.М. Бурение инженерно-геологических скважин: Справочник. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 337 с.
76. Рекомендации по ударно-канатному бурению скважин при инженерных изысканиях и строительстве / ПНИИИС. – М: Стройиздат, 1986.- 142 с.
77. Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород: Учеб. для вузов. – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1984. – 359 с.
78. Романович И.Ф., Кравцов А.И., Филиппов Д.П. и др. Полезные ископаемые. Учебник для техникумов. - М.: Недра, 1982. – 324 с.
79. Рыка В., Малишевская А. Петрографический словарь: Пер. с польского – М.: Недра, 1989.- 590 с.
80. Сароян А.К. Теория и практика работы бурильной колонны. –М., Недра, 1990. – 263 с.
81. Свешников В.К., Усов А.А. Станочные гидроприводы: Справочник. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1988. – 512 с.
82. Середа Н.Г., Соловьев Е.М.Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб . и доп. – М.: Недра, 1988. – 360 с.
83. Сердюк Н.И. Кавитационные способы декольматажа фильтровой области буровых скважин.– М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2004. –176 с.
84. Сидоров Н.А. Бурение и эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Учебник для техникумов. - М: - Недра, 1982. – 376 с.
85. Симкин Б.А., Кутузов Б.Н., Буткин В.Д. Справочник по бурению на карьерах. – 2-е изд., перераб. и доп. –М.: Недра, 1990. – 224 с.
86. Соловьев Е.М. Задачник по заканчиванию скважин. Учеб. пособие для ВУЗов. –М.: Недра, 1989. – 251 с.
87. Соловьев Н.В. Научные основы ресурсосберегающей технологии алмазного бурения в сложных геологических условиях с применением газожидкостных смесей. Дисс. на д-ра техн. наук. –М.: МГГА, 1995. – 361 с.
88. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин: Учеб. для Вузов. –М.: Недра, 1994. – 261 с.
89. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: В 2 т. / Под общ. ред. Е.А. Козловского.– М.: Недра, 1984. – Т.1. – 512 с.
90. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: В 2 т. / Под общ. ред. Е.А. Козловского. – М.: Недра, 1984. – Т. 2 – 437 с.
91. Справочник по бурению и оборудованию скважин на воду / Под общ. ред. В.В. Дубровского. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра .1972. – 512 с.
92. Справочник по бурению геологоразведочных скважин/ Под ред. П.П. Пономарева. Г. А. Блинова. – СПб: ООО Недра, 2000. - 721 с.
93. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин . Под ред. А.И. Булатова. – М: Недра, 1981.- 368 с.
94. Справочник по бурению скважин на воду / Под ред. Д.Н. Башкатова. - М.: Недра, 1979. – 560 с.
95. Справочник физических констант горных пород / Под ред С. Кларка мл. – М.: Мир, 1969. – 541 с.
96. Справочник энергетика геологоразведочных организаций. / В.В. Алексеев, А.А. Гланц, А.П. Жернаков, С.И. Наугольнов. М.: Недра, 1981. – 496 с.

97. Справочно-методическое пособие по выбору буровых станков, соответствующих целевому назначению скважин (согласно лицензионным кодам). – СПб.: ВИТР, 1999. – 67 с.
98. Сулакшин С.С. Бурение геологоразведочных скважин: справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 334 с.
99. Сулакшин С.С. Бурение геологоразведочных скважин: учебник для вузов. – М.: Недра, 1994 – 432 с.
100. Сулакшин С.С. Направленное бурение: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1987. – 272 с.
101. Сулакшин С.С. Способы, средства и технология получения представительных образцов пород и полезных ископаемых при бурении геологоразведочных скважин: Учеб. пособие. – Томск: изд-во НТЛ, 2000 – 284 с.
102. Танов Е.И., Площадный В.А. Шнековый буровой инструмент: Справочник. – М.: Недра, 1985. – 109 с.
103. Терминологический словарь по геологоразведочному бурению/ СЭВ.- Варшава. Геологические издательства. 1970. – 373 с.
104. Торопов Н.А., Булак Л.Н. Кристаллография и минералогия. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Изд-во лит. по строительству, 1972. – 503 с.
105. Ушаков А.М. Гидравлические системы буровых установок. – Л.: Недра, 1988. – 161 с.
106. Файн Г.М., Штамбург В.Ф., Данелянц С.М. Нефтяные трубы из легких сплавов. – М.: Недра, 1990. – 222 с.
107. Феодосьев В.И. Сопротивление материалов: Учеб. для втузов. – 9-е изд., перераб. и доп. – М.: Наука, 1986. – 512 с.
108. Физические величины: Справочник / А.П. Бабичев, Н.А. Бабушкина, А.М. Братковский и др.; Под ред. И.С. Григорьева, Е.З. Мейлихова. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с.
109. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика / Под ред. Н.Б. Дортман. – М.: Недра, 1976.- 306.
110. Херблат К., Клейн К. Минералогия по системе Дэна: Пер. с англ. – М.: Недра, 1982. – 728 с.
111. Чугаев Р.Р. Гидравлика: Учеб. для вузов – 4-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоиздат, 1982. – 672 с.
112. Шамшев Ф.А., Тараканов С.Н., Кудряшов Б.Б. и др. Технология и техника разведочного бурения: Учеб. для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1983. – 565 с.
113. Шищенко Р.И., Есьман Б.И. Практическая гидравлика в бурении. - М.: Недра, 1966. – 319 с.
114. Штрюбель Г., Циммер З. Минералогический словарь: пер. с нем. – М.: Недра, 1987. – 494 с.
115. Ягупов А.В. Тепловое разрушение горных пород и огневое бурение. -М.: Недра, 1972. – 160 с.

Предметный указатель

А
Абразивность 79-83
Авария 121, 567
  виды 576-577
  причины 566, 576
  способы ликвидации 566, 577-583
Азимутальный угол 98, 566
Алмазы технические 361-362, 376-401
Аиизотропия 90-94

Б
Бурение 3, 96, 102-118, 507-520
  виды105-110
  разновидности 110-118
  процессы 3, 96-102
  способы 3-4, 102
Буримость 81-90
Буровой снаряд 357-472
Буровая установка 106, 108, 159-303

В
Водоупор 134
Вращатель
  подвижный 107-109, 198-235
  роторный 107, 236-244, 261-289, 351, 406
  шпиндельный 105-107, 245-260
Вскрытие продуктивных
горизонтов 100, 540-547

Г
Гидро-(пневмо)ударник 103, 112, 338-344
Горизонт (см. пласт)
Горные породы 21-93, 105, 540, 566, 576
Градиент 40, 130-132
Грунт 24-38
Грунтонос 415

Д
Давление 17, 39, 94-95, 296, 490
Дебит 17, 153, 557, 562
  удельный 563
Долото 103, 116, 392-403

Ж
Желоика 198-199

З
Забойный двигатель 103, 111-112, 345-356
Зондирование 100-101, 180-189

И
Инклинометрия 572, 589-598
Искривление скважин 5, 7-15, 566-575
Испытание пластов 100, 540-547
Исследование скважин 100, 589-598

К
Калибраторы 454-458
Каротаж 589-598
Категории буримости пород 81, 84-90, 104
Керн 6-7, 106
Кернорватель 298, 407
Клин 572-575
Колтюбинг 98, 103
Кольматаж 541-547
Компрессор 307-311
Конструкция скважин 6-7, 119-158
Коронка 108, 115-116, 366-391
Крепость 70-71

Л
Лебедка 106, 159-303

М
Мачта (вышка) 106, 108, 290-291
Метод штампов 100-101
Мощность 160-169

Н
Нагрузка осевая 507-520
Насос 584-588

О
Обсадные трубы 119-158, 521-532
Освоение скважин 100, 548-565
Откачка 100, 584-588
Осложнение 119, 566, 576-583,
Отбор керна 100, 113-114, 404-418, 510-517
Откачка 100, 584-588
Отстойник 106, 551
Очистные агенты (ОА) 473-487

П
Переходники 454-458
Пласт 18, 36-38, 117, 540-565
Плотность 41-42
  очистного агента 169, 488-499
  породы (грунта) 162
Превентор 274
Преобразование
полезного ископаемого 100-102, 134-147
Прессиометрия 100-101
Привод БО 312-337
Проницаемость ГП и ПИ 42-51, 540-543
Прихват инструмента 576
Промывка (продувка) 97, 105-106, 473, 501
Профиль скважины 567-571
Прочность (упругость, пластичность и др. свойства) 56-72

Р
Расчеты
  аэро-, гидросопротивлений 493-506
  грузоподъемности вышки (мачты) 168
  количества реагентов 488
  конструкции скважин 119-158
  мощности БУ 160-169
  производительности
    насоса 511, 513
    компрессора 551
  профиля скважины 567-571
  режима бурения 507-518
  труб 424-434
  цементирования 538-539
  эрлифта 550-553
Расширитель 454-458
Реагент 487-492
Ротор 107, 236-244, 261-289

С
Сальники – вертлюги 459
Свабирование 548
Скважина 3-7, 16-20, 100, 373
Способы бурения (см. бурение)
Спуско – подъемные операции 98, 167-169
Станок буровой (см. буровая установка)

Т
Талевая система 463
Тампонирование 533-539
Твердость 76-78
Телеметрическая система 594-598
Технологические процессы
  общие 96-99
  частные 99-102
Технологический инструмент 357-472
Технология 1, 3, 96-101
Трасса (траектория) скважины 100, 566-575
Трещиноватость 42-43, 90, 94
Трубы
  бурильные 423-453
  ведущие 419
  двойные 409-411
  колонковые 408-418
  обсадные 521-532
  специальные 405-407, 411-418
  утяжеленные 420-422
Трубодержатель 234, 247
Труборазворот 252, 466
Трубores 579
Турбобур 103,111, 345-348, 353-356

У
Ударный механизм 109, 198-199
Управление
траекторией скважины 7-15, 102, 566-575
Уровень воды 547, 601-602
Устойчивость пород (стенок скважины) 51-56, 100, 473, 533, 576

Ф
Фильтрация 100, 153-156, 540-565
Фильтры скважинные 150-156, 540-565

Ц
Цементирование 100, 533-539
Циркуляция ОА 105-106, 473, 493-506

Ш
Шнек 108, 112-113, 198-199, 200-202
Шпиндель 105-106, 108-109, 245-260

Э
Эксплуатация скважин 100-101, 584-588
Электробур 103, 111-112, 351-352
Эрлифт 550-553, 584

Оглавление

Предисловие 1

ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ 3

ГЛАВА 2. НАЗНАЧЕНИЕ БУРОВЫХ СКВАЖИН 16

ГЛАВА 3. ГОРНЫЕ ПОРОДЫ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ 21
3.1. Понятие "горная порода" 21
3.2. Горные породы в обобщенном понимании: состав, основные представители, условные обозначения и элементы залегания 26
3.3. Параметры состояния горных пород 39
3.4. Параметры, характеризующие прерывистость сложения скелета горной породы 42
3.5. Влагоемкость, естественная влажность и флюидонасыщенность горных пород 44
3.6. Проницаемость и способность горных пород поглощать промывочную жидкость 46
3.7. Воздействие жидкостей на горные породы 50
3.8. Классификации горных пород по степени связности, степени устойчивости и гранулометрическому составу 51
3.9. Угол естественного откоса 54
3.10. Физические свойства горных пород 56
3.11. Технологические свойства горных пород 70
3.12. Анизотропия технологических свойств горных пород 90
3.13. Давления в стволе бурящейся скважины 94

ГЛАВА 4. ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И СПОСОБЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН 96
4.1. Общие технологические процессы 96
4.2. Частные технологические процессы 99
4.3. Способы бурения скважин 102
4.4. Виды бурения 105
4.5. Разновидности бурения 110

ГЛАВА 5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ БУРОВЫХ СКВАЖИН 119
5.1. Методика проектирования конструкций разведочных скважин на твердые полезные ископаемые 122
5.2. Методика проектирования конструкций эксплуатационных добычных скважин на нефть и газ 130
5.3. Методика проектирования конструкций эксплуатационных добычных геотехнологических буровых скважин 134
5.4. Методика проектирования конструкции эксплуатационных добычных скважин на воду 146

ГЛАВА 6. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ И ОБОРУДОВАНИЕ 159
6.1 Выбор буровых установок 159
6.2. Ручные (переносные) буровые станки и комплексы 170
6.3. Бурильно-крановые машины 174
6.4. Буровые установки для бурения инженерно-геологических скважин 180
6.5. Сваенабивные буровые установки 189
6.6. Буровые станки, применяемые при разработке месторождений твердых полезных ископаемых 191
6.7. Буровые установки ударно-канатного бурения 198

6.8. Буровые установки шнекового бурения ... 198
6.9. Буровые установки комбинированного бурения ... 200
6.10. Буровые установки низкооборотного бурения ... 236
6.11. Буровые установки высокооборотного бурения ... 245
6.12. Буровые установки для бурения глубоких скважин ... 261
6.13. Буровые мачты и буровые вышки ... 290
6.14. Морские буровые установки ... 292
6.15. Буровые установки для бурения горных выработок ... 299

ГЛАВА 7. ПОВЕРХНОСТНОЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОМЫВКИ (ПРОДУВКИ) СКВАЖИН ... 304

ГЛАВА 8. ПРИВОД БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ... 312
8.1. Электропривод ... 312
8.2. Электростанции ... 325
8.3. Привод от двигателей внутреннего сгорания ... 327
8.4. Дизель - гидравлический привод ... 329
8.5. Гидропривод ... 330

ГЛАВА 9. ПНЕВМО- И ГИДРОУДАРНИКИ ... 338

ГЛАВА 10. ТУРБОБУРЫ, ВИНТОВЫЕ ДВИГАТЕЛИ, ЭЛЕКТРОБУРЫ И РТБ ... 345

ГЛАВА 11. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ ... 357
11.1. Породоразрушающий инструмент вращательного бурения скважин ... 357
11.1.1. Характеристики твердых сплавов и алмазов ... 357
11.1.2. Многоцелевые твердосплавные буровые коронки ... 362
11.1.3. Узкоспециализированные твердосплавные буровые коронки ... 370
11.1.4. Бурильные головки (колонковые долота) ... 373
11.1.5. Многоцелевые буровые коронки с вооружением из сверхтвердых материалов ... 376
11.1.6. Узкоспециализированные буровые коронки с вооружением из сверхтвердых материалов ... 384
11.1.7. Многоцелевые шарошечные, лопастные и алмазные долота ... 392
11.1.8. Узкоспециализированные буровые долота ... 402
11.2. Средства отбора керна в процессе углубки скважины ... 404
11.2.1. Отбор керна при вращательном бурении на нефть, газ и гидротермальные источники ... 404
11.2.2. Отбор керна при вращательном бурении скважин на твердые полезные ископаемые ... 408
11.3. Ведущие трубы ... 419
11.4. Утяжеленные бурильные трубы ... 420
11.5. Бурильные трубы ... 423
11.5.1. Методика проверочного расчета бурильной колонны ... 424
11.5.2. Бурильные трубы для вращательного бурения скважин на твердые полезные ископаемые ... 435
11.5.3. Бурильные трубы для вращательного бурения глубоких скважин на нефть и газ ... 449
11.6. Расширители, калибраторы и переходники ... 454
11.7. Буровые сальники и вертлюги ... 459
11.8. Вспомогательный буровой инструмент вращательного бурения ... 460
11.9. Инструмент и приспособления для ударно-канатного бурения ... 467

ГЛАВА 12. ОЧИСТНЫЕ АГЕНТЫ ... 473
12.1. Типы, виды и состояния очистных агентов ... 473
12.2. Гидравлические сопротивления движению жидкости при промывке нисходящих скважин ... 493
12.3. Аэродинамические сопротивления движению воздуха (газов) при продувке нисходящих скважин ... 501

ГЛАВА 13. РЕЖИМЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ... 507
13.1. Шнековое бурение ... 507
13.2. Ударно-канатное бурение ... 509
13.3. Вращательное бурение колонковое и бескерновое ... 510

ГЛАВА 14. ОБСАДНЫЕ И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ ... 521
14.1. Характеристики обсадных и насосно-компрессорных труб ... 521
14.2. Расчет обсадных и насосно-компрессорных труб ... 530

ГЛАВА 15. ТАМПОНАЖНЫЕ СМЕСИ И БУФЕРНЫЕ ЖИДКОСТИ ... 533
15.1. Характеристики тампонажных смесей и буферных жидкостей ... 533
15.2. Расчет цементирования ... 538

ГЛАВА 16. ВСКРЫТИЕ, ИСПЫТАНИЕ И ОСВОЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ... 540
16.1. Вскрытие и испытание продуктивных пластов ... 540
16.1.1. Вскрытие и испытание нефтенасыщенных пластов ... 543
16.1.2. Вскрытие водоносных пластов ... 547
16.2. Способы освоения (декольматажа) и их параметры ... 548
16.2.1. Гидродинамические способы декольматажа призабойной зоны буровых скважин ... 549
16.2.2 Гидрофизические способы декольматажа призабойной зоны буровых скважин ... 557
16.2.3. Химические способы декольматажа призабойной зоны буровых скважин ... 560
16.2.4. Комбинированные способы декольматажа призабойной зоны буровых скважин ... 561
16.2.5. Варианты оценки эффективности способов декольматажа ... 563

ГЛАВА 17. УПРАВЛЕНИЕ ТРАЕКТОРИЕЙ СКВАЖИН ... 566
17.1. Поддержание заданного направления скважин ... 566
17.2. Расчет профиля направленной скважин ... 567
17.3. Технические характеристики отклонителей и регистрирующих приборов ... 572

ГЛАВА 18. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ ... 576
18.1. Причины и виды аварий ... 576
18.2. Ликвидация аварий ... 577

ГЛАВА 19. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ... 584

ГЛАВА 20. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН ... 589

ГЛАВА 21. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ И ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН ... 599
21.1. Организация основных и вспомогательных технологических процессов ... 599
21.2. Ликвидация скважин ... 603

Список литературы ... 605

Предметный указатель ... 611

Закрытое Акционерное Общество

Концерн СОЮЗГЕОПРОМ

Центральная компания промышленной группы: ЗАО «Гидроинжстрой», ООО НПО «Комплексное водоснабжение объектов», ЗАО «Московский Опытный Завод Буровой Техники», ЗАО «Союзгеопром Сервис», ЗАО «Межведомственный научно-учебно-производственный центр по недропользованию и геоэкологии», ООО «Институт технологических и образовательных инноваций», Фонд «Содействия становлению и трудоустройству молодых специалистов»

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТ СМЕШАННОГО ХОЛДИНГА

Проектирование

- ✓ объектов производственного назначения;
- ✓ жилых малоэтажных домов;
- ✓ разведочно-эксплуатационных скважин на питьевые и минеральные воды

Инженерные изыскания

- ✓ комплекс работ для проектирования строительства и реконструкции гражданских, промышленных, сельскохозяйственных и дорожных объектов, включающий инженерно-геодезические, инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания;
- ✓ изыскания строительных материалов;
- ✓ изыскания источников водоснабжения на базе подземных вод, в том числе геофизические исследования и телеметрия (видеонаблюдения) в скважинах.

Бурение

- ✓ скважин при съемке, поисках и разведке месторождений твердых полезных ископаемых; разведочно-эксплуатационных скважин на воду для централизованного водоснабжения

Ремонтные работы в скважинах

- ✓ диагностика технического состояния скважин: герметичность труб и фильтров, оценка степени коррозии обсадных труб, наличие глинисто-известковых кольматантов на внутренней поверхности труб и в перфорационных отверстиях фильтров, шламовых отложений на забое скважины, обнаружение посторонних предметов в стволе скважины и их извлечение;
- ✓ восстановление производительности скважин.

Мощная производственная база, укомплектованная современной техникой, профессионально подготовленные специалисты позволяют выполнять работы в сжатые сроки и с высоким качеством

Наш адрес: 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, дом 23, РГГРУ,
тел/факс (495) 438-11-71, http://www.ksgeoprom.ru;
e-mail: info@ksgeoprom.r

Проектирование, испытание и производство бурового инструмента и оборудования различного назначения

Научно-исследовательские, опытно-конструкторские и проектные работы



МОЗБТ

МОСКОВСКИЙ ОПЫТНЫЙ ЗАВОД БУРОВОЙ ТЕХНИКИ

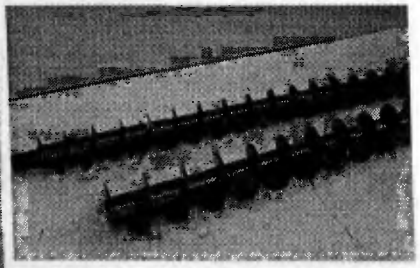
(495) 787-90-67, 780-41-91
787-90-68, 739-61-84
www.mozbt.com
E-mail: info@mozbt.ru

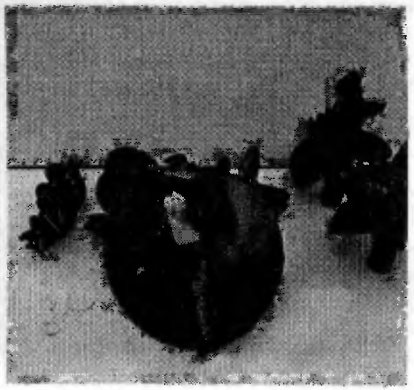
г. Санкт-Петербург
ООО «Буровая техника-Нева»
(812) 337-28-51, 337-28-52

г. Н. Новгород
ООО «Буровая техника»
(8312) 63-80-53, 63-63-44

ЗАО "МОЗБТ" предлагает:

- установки разведочного бурения УРБ-2А-2
- сервисное обслуживание и капитальный ремонт установок УРБ-2А-2
- модернизацию установок разведочного бурения УРБ-2А-2
- буровые шнеки Ш135-750 мм
- шнековые лопастные долота
- шарошечные долота марки III 93К-ЦВК, III 98,4К-ЦВК III 112К-ЦВК и III 120,6К-ЦВК
- инструмент для ударно-канатного бурения
- сетку фильтровую
- комплексное снабжение буровых организаций инструментом и запчастями
- изготовление нестандартного бурового инструмента





ООО НПО "КОМПЛЕКСНОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ"

Адреса офисов:
Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
Телефон: (495) 935-34-10, 438-08-33
E-mail: kvo@it-center.ru

Москва, Волоколамское шоссе, д. 87
Телефон: (495) 491-36-51
E-mail: kvoshino@rambler.ru



