

**В.Г. Абатуров**



**ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ  
СВОЙСТВА  
ГОРНЫХ ПОРОД И  
ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ  
БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ**

**Учебное пособие**

**Тюмень – 2007**

Федеральное агентство по образованию Российской Федерации  
Государственное образовательное учреждение высшего  
профессионального образования  
Тюменский государственный нефтегазовый университет

В.Г. Абатуров

Физико-механические свойства горных пород и породоразрушающий  
буровой инструмент

Под общей редакцией профессора В.П. Овчинникова

Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» направление подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело»

Тюмень - 2007

Абатуров В.Г.

Физико-механические свойства горных пород и породоразрушающий буровой инструмент: Учеб. пособие для вузов. - Тюмень : Изд-во «Нефтегазовый университет», 2007. - 238 с.

Описаны горные породы нефтяных и газовых месторождений и их основные физико-механические свойства. Рассмотрены конструкции всех типов буровых долот и бурильных головок. Основное внимание обращено на новые типы высокопроизводительного породоразрушающего инструмента.

Пособие предназначено для студентов нефтегазового профиля очного и заочного обучения по направлению подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело» (специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин», 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений» по направлению 130600 «Оборудование и агрегаты нефтегазового производства» (специальности 130602 «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов») – при изучении дисциплин «Основы нефтегазопромыслового дела», «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Техника разведки», «Бурение и освоение скважин».

Пособие полезно и для ИТР нефтегазового профиля.

Рецензенты: Директор Западно-Сибирского бурового научно-исследовательского проектного института (ЗапСибБурНИПИ)  
д-р техн. наук, профессор Я.М. Курбанов,  
заместитель директора Сибирского научно-исследовательского института нефтяной промышленности (СибНИИ НП)  
д-р техн. наук, профессор С.Н. Бастриков,  
заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений» института нефти и газа Тюменского государственного нефтегазового университета (ТюмГНГУ)  
д-р техн. наук, профессор С.И. Грачев

ISBN 978-5-88465-868-0

© Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2007.  
© Институт нефти и газа, 2007.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	6
1 Горные породы.....	7
1.1 Классификация горных пород.....	7
1.2 Магматические породы.....	8
1.3 Осадочные горные породы.....	9
1.3.1 Обломочные породы.....	12
1.3.2 Хемогенные и биогенные породы.....	14
1.3.3 Вулканогенно-осадочные породы.....	16
1.4 Метаморфические горные породы.....	16
Список литературы.....	17
2 Физико-механические свойства горных пород.....	18
2.1 Общие сведения.....	18
2.2 Плотностные свойства горных пород.....	18
2.3 Проницаемость.....	21
2.4 Прочность.....	23
2.5 Упругие свойства .....	30
2.5.1 Модуль упругости.....	32
2.5.2 Основные факторы, влияющие на модуль упругости....	32
2.5.3 Коэффициент Пуассона.....	33
2.6 Тепловые свойства.....	34
2.6.1 Изменение температуры по глубине скважины.....	35
2.6.2 Тепловые (теплофизические) свойства горных пород..	38
2.7 Реологические свойства.....	40
2.8 Твердость.....	48
2.9 Абразивность.....	52
2.10 Физико-механические свойства горных пород нефтяных и га- зовых месторождений Западной Сибири.....	59
Список литературы.....	59
3 Породоразрушающий буровой инструмент.....	66
3.1 Общие сведения.....	66
3.1.1 Введение.....	66
3.1.2 Общие понятия, параметры и классификация ПБИ.....	66
3.1.3 Технологические параметры ПБИ.....	70
3.1.4 Параметры режима бурения.....	71
3.2 Режуще-скалывающие инструменты.....	72
3.2.1 Основные сведения.....	72
3.2.2 Лопастные долота первого поколения.....	73
3.2.3 Лопастные долота истирающе-режущие с твердо- сплавным вооружением (ДИР).....	83



3.2.4	Ступенчатые лопастные долота.....	84
3.2.5	Долота с расчлененной лопастью.....	86
3.2.6	Зарубежные лопастные долота.....	88
3.3	Истирающе-режущие долота с природными и синтетическими алмазами.....	89
3.3.1	Природные алмазы.....	89
3.3.2	Синтетические алмазы и сверхтвердые материалы.....	91
3.3.3	Устройство алмазных долот.....	93
3.3.4	Виды и причины износа алмазных долот.....	97
3.3.5	Одношарошечные долота.....	101
3.3.6	Основные требования к ПБИ.....	104
3.4	Долота с алмазно-твердосплавными пластинами и резцами (АТП, АТР).....	105
3.4.1	Общие сведения.....	105
3.4.2	Устройство долота ДАП.....	109
3.4.3	Износ долот и бурильных головок с АТП и АТР.....	116
3.4.4	Зарубежные алмазно-твердосплавные долота.....	118
3.5	Долота ИСМ.....	124
3.5.1	Понятия о сверхтвердых материалах.....	125
3.5.2	Устройство долот ИСМ.....	125
3.5.3	Технико-экономические показатели (ТЭП) отработки долот ИСМ.....	131
3.6	Долота дробяще-скалывающего и дробящего действия.....	132
3.6.1	Общие сведения.....	136
3.6.2	Устройство трехшарошечного долота.....	135
3.6.3	Вооружение трехшарошечных долот.....	141
3.6.3.1	Шарошечные долота с фрезерованным вооружением...	143
3.6.3.2	Шарошечные долота с твердосплавным вооружением.	148
3.6.4	Долотные стали.....	153
3.6.5	Промывочные системы трехшарошечных долот.....	153
3.6.6	Боковая гидромониторная схема промывки.....	155
3.6.7	Опоры шарошечных долот.....	161
3.6.8	Шифры шарошечных долот.....	168
3.6.9	Износ шарошечных долот.....	169
3.6.10	Двухшарошечные долота.....	173
3.7	Инструмент для отбора керна.....	174
3.7.1	Значение отбора керна в разведочном бурении скважин.....	174
3.7.2	Эффективность отбора керна.....	175
3.7.3	Керноотборные инструменты.....	180
3.7.4	Зарубежные керноотборные устройства.....	191
3.7.5	Бурильные головки.....	194
3.7.6	Зарубежные бурильные головки.....	206

3.7.7	Инструмент для отбора керна из стенок скважин.....	211
3.8	Вспомогательный технологический инструмент.....	216
3.8.1	Расширители скважин.....	216
3.8.1.1	Нераздвижные расширители.....	217
3.8.1.2	Зарубежные нераздвижные расширители.....	220
3.8.1.3	Раздвижные расширители.....	221
3.8.2	Опорно-центрирующий инструмент.....	224
3.8.3	Инструмент для бурения скважин больших диаметров.....	230
3.8.4	Специальный инструмент для зарезки боковых стволов.....	235
	Список литературы.....	237

## **ВВЕДЕНИЕ**

Вопросы эффективного разрушения горных пород всегда определяли скорость строительства нефтяных и газовых скважин. Физико-механические свойства горных пород, составляющих горный массив, оказывают значительное влияние на выбор конструкции скважин, породоразрушающего инструмента, способа вскрытия продуктивных пластов, а также на выбор типа и свойств буровых и тампонажных растворов.

Горный инженер по бурению нефтяных и газовых скважин должен знать свойства горных пород не только для правильного выбора техники строительства скважины, но и технологии бурения, в частности режима бурения. Он должен контролировать свойства пород на стенках бурящейся скважины для предупреждения обвалов горных пород в открытом стволе, водогазонефтепроявлений и выбросов пластовых флюидов и предупреждения аварий с обсадными колоннами.

Важное значение для ведения процесса бурения имеют проводимые в скважинах геофизические исследования, поэтому для эффективной интерпретации материалов этих исследований горный инженер должен знать акустические, электрические, магнитные, радиационные свойства пород.

Перечисленные выше факторы, в значительной степени, зависящие от физико-механических свойств горных пород, во многом определяют технико-экономические показатели процесса строительства скважины, в том числе механическую, рейсовую и коммерческую скорость бурения и стоимость одного метра проходки.

# 1 ГОРНЫЕ ПОРОДЫ

## 1.1 Классификация горных пород

Горной породой называют геологическое тело, состоящее из минеральных агрегатов или их обломком, имеющих определенные структуру и текстуру и физико-механические свойства.

По происхождению горные породы разделяются на три группы:

1 Магматические (изверженные), связанные с подъемом из глубинных зон земли, по-видимому, из мантии, природного расплава – магмы, которая претерпевает в связи с изменением давления и температуры процессы затвердения и кристаллизации.

2 Осадочные, образующиеся за счет выветривания, механического переноса и дробления, химического разложения и накопления осадков.

3 Метаморфические, образование которых связано с изменением и перекристаллизацией более древних магматических и осадочных пород.

По данным Ф. Кларка верхняя часть земной породы (литосфера) до глубины 16-20 км на 95 % сложена магматическими и метаморфическими породами, а на долю осадочных приходится лишь 5 %. На поверхности суши преобладают осадочные породы (75 %).

Как отмечено выше, горная порода состоит из минералов, которые могут быть в основном твердыми, реже газообразными (природный газ, сероводород) и жидкими (нефть, вода, ртуть).

Чаще всего минералы выделяются в виде кристаллов, имеющих свою строго геометрическую форму и обладающих определенной кристаллической решеткой. Название минерал происходит от латинского слова «*minera*», что означает «рождающий металл». Имеется в виду руду для выплавки металла.

В настоящее время науке известно более 3000 минералов, но чаще всего в геологических разрезах встречается несколько десятков, называемых породообразующими. Среди них глинистые (каолинит, монтмориллонит), карбонатные (кальцит, доломит), хлоридные (галит), окисные (кварц), сульфатные (ангидрит, гипс), силикатные (полевые шпаты).

Породообразующие минералы во многом определяют состав, структуру, физико-механические свойства породы. В небольших количествах не более 5 % в породах представлены акцессорные (вспомогательные) минералы, которые являются характерной примесью тех или иных типов пород.

Внутреннее строение горных пород характеризуют такие понятия, как текстура и структура.

Текстура (лат.-ткань, сплетение) определяет сложение горных пород в целом, то есть характеризует взаимное расположение минеральных зерен в породе.

Структура горных пород отражает особенности строения ее, такие, как форма, размеры и характер поверхности минеральных зерен, состав и структура цемента фиксирующего минералы.

Магматические породы характеризуются главным образом массивной текстурой. В этом случае частицы породы не ориентированы и точно прилегают друг к другу. Кроме того, встречаются такситовые, шаровые и направленные текстуры. В осадочных породах известны массивные, слоистые, стилолитовые и др. текстуры.

Метаморфические породы имеют в основном массивную, пятнистую, полосчатую и сланцевую текстуры. Последняя присуща гнейсам, кристаллическим сланцам и другим метаморфическим породам. Вследствие одностороннего давления, которое испытывает порода при метаморфизации, она получает способность раскалываться на тонкие плитки и пластинки.

## **1.2 Магматические породы**

Магматические горные породы в геологических разрезах нефтяных и газовых месторождений представлены главным образом породами кристаллического фундамента. Слово «магма» переводится с греческого, как «тесто», «паста». Поднимающийся к поверхности земли вязкий силикатный расплав, имеющий температуру 900-1100 °С, застывает внутри земли (интрузивные) породы с кристаллизацией минералов.

В расплаве магмы содержатся и летучие компоненты, общее содержание которых может достигать 12 % (К. Горансон). Летучие компоненты включают главным образом пары воды и углекислый газ.

При остывании и конденсации паров воды образуются гидротермальные растворы, содержащие большое количество минеральных компонентов, выпадающих в осадок в тектонических трещинах. Так образуются гидротермальные месторождения наиболее важных для человечества металлов: золота, меди, урана, кобальта, вольфрама, олова и др. При остывании и кристаллизации магмы внутри земли образуются граниты, диориты, габбро, перидотиты и ряд других пород. Из эффузивных пород наиболее часто встречаются базальты, туфы, трахиты и др.

Из минералов магматических пород главными считаются кварц, полевые шпаты (калиевые полевые шпаты, представленные прежде всего алюмосиликатом калия-ортоклазом, и известково-натриевые полевые шпаты, среди которых выделяется натриевый алюмосиликат-плагиоклаз, слюды).

Из аксессуарных минералов известны магнетит (магнитный железняк) оксид железа  $Fe_3O_4$ , хромит, апатит-фосфат кальция.

### 1.3 Осадочные горные породы

Осадочные породы – это продукты механического и химического разрушения более древних пород, например магматических, осадочных и метаморфических, а также остатки живых и растительных организмов.

Осадочные породы покрывают более 75 % поверхности Земной суши толщиной от нескольких метров до 10-15 километров. Из осадочных пород человек извлекает почти 80 % всего минерального сырья, в том числе руды черных и цветных металлов (железо, марганец, медь, алюминий, свинец и др.), радиоактивные руды, руды россыпных месторождений золота, титана, олова, минеральные соли (каменная и калийные соли, гипсы, ангидриты, бораты, фосфаты). Из осадочных пород извлекаются наиболее важные для человечества горючие природные образования органического происхождения – каустобиолиты, включающие природные горючие газы, нефть, асфальт, озокерит и др.

К каустобиолитам относятся также ископаемые угли (каменный уголь, бурый уголь, антрацит, горючие сланцы).

Процесс образования осадочных пород достаточно сложен. Он протекает под воздействием ряда факторов, из которых наиболее важными являются тектонические процессы.

Этапы образования осадочных пород включают следующие [1]:

- образования осадочного материала путем механического раздробления пород ветром, водой, льдом, химическим разложением атмосферной и грунтовой водами, кислородом, углекислотой:

- перенос раздробленных частиц осадочного материала при помощи воды, ветра, движущихся ледников, а также оползней, осыпей и обвалов;

- накопление осадка, называемое также седиментогенезом;

- преобразование осадка в породу (диагенез). Осадок это неравновесная система, состоящая из твердой, жидкой и газовой фаз, под влиянием физико-химического взаимодействия, также путем обезвоживания и перекристаллизации постепенно превращается в осадочную породу;

- последний этап жизни осадочной породы при погружении ее в результате тектонических процессов на определенную глубину и при существенном росте давления и температуры – катагенез. При этом происходят следующие процессы:

- а) уплотнение породы;

- б) обезвоживание;

- в) растворение минеральных компонентов;

- г) возникновение новых минералов;

- д) перекристаллизация.

В результате глубоких структурных и минеральных преобразований породы лишаются пористости и перемещение пластовых флюидов происходит по трещинам. Значительно увеличивается минерализация и газона-

сыщенность вод, возрастает кислотность среды. Преобразование глинистых минералов приводит к тому, что в основном они представлены хлоритами и гидрослюдами. Осадочная порода превращается в метаморфическую.

По составу и происхождению осадочные породы подразделяются следующим образом:

а) обломочные (терригенные) породы, являющиеся продуктами механического раздробления более древних пород с образованием осадочного материала, переноса этого материала, накопления и преобразования осадка в осадочную породу;

б) хемогенные породы – продукты химического осаждения из водных растворов или химических реакций, происходящих в зоне осадкообразования;

в) биогенные (органогенные) породы. Это остатки животных и растительных организмов;

г) вулканогенно-осадочные породы. Это такие продукты вулканической деятельности, как туфы, обломки вулканического стекла, кластолавы и др.

Данная классификация не является общепринятой. Как и другие классификации, она имеет существенные недостатки в деле систематизации осадочных пород. Например, кажется невозможным классифицировать породы без признаков происхождения. В то же время трудно выбрать место известняков, которые могут иметь обломочное, химическое и биогенное происхождение.

### **Структуры и текстуры осадочных пород**

Эти понятия характеризуют строение пород. Структура – это особенность строения, характеризующаяся размерами, формой, степенью однородности компонентов породы. От структуры зависят параметры физико-механических свойств пород, такие как твердость, прочность, абразивность. Структура влияет на устойчивость пород на стенках скважин, а также на ряд процессов, возникающих при разработке месторождений углеводородов.

Обломочные (терригенные) породы характеризуются главным образом размером (частично окатанностью) частиц [1, 6].

Структуры	Размер обломков, мм
Галечная (обломки окатанные)	10-100
Щебеночная (обломки остроугольные)	10-100
Гравийная (обломки окатанные)	1-10
Дресвяная (обломки остроугольные)	1-10
Псаммитовая	1,0-0,25
Алевропсаммитовая	0,1-1,0
	с заметной примесью < 0,1
Псаммоалевролитовая	0,01-0,1 с заметной примесью > 0,1

Алевритовая	0,1-0,025
Алевриопелитовая	<0,01 с примесью > 0,01
Пелитовая	< 0,01

Структуры хемогенных пород представлены кристаллически-зернистыми материалами. Различают следующие структуры с размером кристаллов (мм):

Крупнозернистая	> 0,5;
Среднезернистая	0,5-0,1;
Мелкозернистая	0,1-0,05;
Тонкозернистая	0,05-0,01;
Микрозернистая (пелитоморфная)	< 0,01

Основные структуры глинистых пород следующие:

1 Пелитовая > 95 % глин включает частицы размером менее 0,01 мм  
 2 Алевропелитовая. Глины с примесью обломков алевритового материала в объеме 5-50 %.

3 Псаммопелитовая. Глины с включениями обломочного, главным образом, песчаного материала в объеме 5-50 %.

Кроме того, известны ооидные, оолитовые, реликтовые структуры.

Определение структур глинистых пород возможно только при применении электронного микроскопа с увеличением не менее чем в 5000-10000 раз.

#### **Текстуры осадочных пород**

Текстура или сложение пород характеризует расположение составных частей, ориентировкой их относительно друг друга.

Массивная текстура, характерная для магматических пород, реже встречается в осадочных. В ней минералы и зерна расположены без всякого порядка. Следствием этого является то, что в породе с массивной структурой не наблюдается анизотропность, т.е. неравносвойственность физических параметров в разных направлениях действия нагрузки.

Для осадочных пород характерна слоистая текстура, обусловленная чередованием слоев с разным материалом. В основном слоистость вызвана изменением условий осадконакопления. Различают горизонтальную и косую слоистость.

Образование сланцевой текстуры во время метаморфизма осадочной породы объясняется, прежде всего, тем, что при этом боковое горное давление чаще всего не совпадает по направлению со слоистостью породы. Во время процесса перекристаллизации вещества минералы своими длинными поверхностями размещаются параллельно друг другу, но их ориентация не совпадает со слоистостью материнской породы.

В этом случае при ударах по образцам керна порода может раскалываться на тонкие плитки и пластины.



Обобщенной текстурной характеристикой является сплошность. Это способность пород пропускать через себя промывочную жидкость. Известны 4 категории пород по сплошности:

- I Промывочная жидкость поглощается вместе с буровым шламом.
- II В пласт проникает дисперсионная среда и дисперсная фаза в виде коллоидных частиц бурового раствора.
- III В пласт уходит только маловязкая дисперсионная среда (типа воды).
- IV Компоненты бурового раствора не проникают в массив горных пород.

### **1.3.1 Обломочные породы**

Обломочные терригенные породы имеют самое широкое распространение среди осадочных пород. Это породы, в которой обломки, т.е. продукты механического разрушения, составляют более 50 %.

По классификации бывшего московского нефтяного института (ныне Российского государственного нефтегазового университета) обломочные породы подразделяются на четыре группы: грубообломочные, песчаные, алевролитовые и пелитовые (глинистые). Кроме перечисленных групп к категории обломочных относятся вулканогенно-осадочные породы.

Как видно, данная классификация основывается на структурных признаках таких, как размер и форма частиц.

По минеральному составу обломочные породы подразделяются на следующие типы:

- мономинеральные, когда один из минералов содержит не менее 95 % объема породы;
- олигомиктовые, в которых породообразующий минерал содержит 75-95 % породы;
- полимиктовые, имеющие в составе преобладающий минерал менее 75 % общего объема.

#### **Грубообломочные породы**

Грубообломочные породы включают валуны, гальку (щебень), гравий (дресва) и их сцементированные разновидности (конгломераты и брекчии с размером обломков более 2,5 мм.

В геологических разрезах нефтяных и газовых месторождений встречаются редко.

#### **Песчаные породы**

Песчаные породы, представленные песками и песчаниками, состоят из обломков минералов размером 0,1-1 мм. В зависимости от размера частиц различают крупно-средне- и мелкозернистые группы. Минеральный состав песчаных пород содержит такие породообразующие минералы, как кварц, калиевые полевые шпаты, слюды, каолинит и др.

Цементы песчаников разнообразны как по минеральному составу, так и по способу выполнения порового пространства.

По минеральному составу это (в порядке уменьшения прочности) кремнистые (кремнезем), карбонатные (кальцит, доломит), сульфатные (гипс, ангидрит), железистые (гематит, сидерит, магнетит), глинистые (каолинит, монтмориллонит, хлорит, гидрослюда, смешанно-слоистые образования), битуминозные и др.

По способу выполнения порового пространства цементы подразделяются на пять типов:

1 Поровый. Зерна обломков контактируют друг с другом, а поры заполнены цементом

2 Контактный. Цемент находится только по площадкам контакта обломков породы. Имеется свободное пространство в виде пор.

3 Пленочный. Цементирующий материал охватывает зерна породы тонкими пленками. Также есть свободное поровое пространство.

4 Базальный. Обломки почти не соприкасаются между собой и как бы «плавают» в цементирующем материале.

5 Сгустковый (смешанный). Цементирующее вещество распределено в объеме породы неравномерно в виде сгустков. Имеется свободное пространство в виде пор.

Кроме того, различают регенерационный, коррозионный, крустификационный, пойкилитовый цементы, сформировавшиеся главным образом в период перекристаллизации во время катагенеза, т.е. в момент перехода обломочных и хемогенных пород в метафорфические.

Основными компонентами песчаных пород являются следующие образования:

- кремнезем (не менее 70 %);
- окислы алюминия;
- окиси и закиси железа.

#### **Алевритовые породы**

Алевритовые породы состоят преимущественно из обломков величиной 0,01-0,1 мм.

Различают две разновидности алевролитов:

- рыхлые – алевриты;
- сцементированные – алевролиты.

В алевролитах преобладают кварц, халцедон, мусковит, глинистые образования, нередко присутствует органическое вещество. Известны алевролитовые породы смешанного состава. Например, алевролит песчанистый, алевролит песчаный, песчаник алевритистый, песчаник алевролитовый, глина алевритистая, глина алевритовая, алеврит пелитовый, алеврит пелитистый. В них название породы называют в зависимости от названия преобладающей (> 50 %) разности. Текстуры, структуры, тип и состав цемента во многом сходны с песчаными породами.

### **Глинистые (пелитовые) породы**

Глинистые горные породы являются важнейшей составной частью обломочных пород. В них главной составляющей служит один или несколько глинистых минералов и тонкодисперсный (частицы менее 0,01 мм) обломочный материал, именуемый пелитом. Кроме того, в составе наблюдаются и обломки алевритов, песков, кальцитов и других компонентов.

Глинистые минералы по составу, строению и свойствам подразделяются на следующие группы:

- каолиниты;
- гидрослюда;
- монтмориллониты;
- хлориты;
- смешанно-слоистые образования (ССО).

Все они относятся к типу слоистых силикатов.

Химический состав глинистых пород многообразен, но кислород, кремний и алюминий составляют не менее 80 % объема всех химических элементов.

Глины имеют следующий комплекс свойств и признаков, выделяющих их из общего ряда обломочных пород:

- способность поглощать влагу со значительным увеличением объема (разбуханием). Это прежде всего относится к монтмориллонитам. Глинистые пласты являются источником значительной части осложнений при бурении скважин;

- незначительная проницаемость. Это свойство явилось причиной возникновения ловушек для нефти и газа – своеобразных экранов для мигрирующих из материнских пород флюидов.

Монтмориллонитовые глины часто используют для изготовления буровых растворов.

В процессе метаморфизма глины под воздействием высоких температур и давлений сильно уплотняются и превращаются в аргиллиты.

Аргиллиты теряют способность размокать и становятся пластичными. Пористость их в процессе метаморфизма снижается с величины 50-70 % до 10 % и менее. Минеральный состав аргиллитов включает гидрослюда, хлориты и ССО.

Конечной стадией преобразования глин в метаморфические породы является образование сланцев, преимущественно глинистых.

### **1.3.2 Хемогенные и биогенные породы**

Хемогенные и биогенные породы играют важную роль в строении нефтяных и газовых месторождений.

Хемогенные породы являются продуктами химических реакций, главным образом образовались при выпадении солей из водных растворов

или возникли как результат химических реакций, происходящих в земной коре.

Хемогенные породы разбиты на следующие группы:

- карбонатные;
- кремнистые;
- соляные;
- железистые.

Карбонатные породы широко представлены в разрезах месторождений углеводородов.

Прежде всего это известняки, доломиты, мергели, мел, смешанные известково-доломитовые образования.

Наиболее распространены известняки. Они состоят главным образом из кальцита ( $\text{CaCO}_3$ ), а также примесей в виде глинистого материала, карбоната магния, песчано-алевролитовых частиц.

Известняк хорошо взаимодействует с соляной кислотой, поэтому кислотная обработка призабойной зоны продуктивного пласта (ПЗП), сложенная известняками или другими породами с известковым цементом или с примесью известняков, является одним из наиболее эффективных методов очистки ПЗП.

Доломиты также широко представлены в породах нефтяных и газовых месторождений. Состоят преимущественно из минерала доломита ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ), а также кальцита, обломочного материала, гипса, ангидрита. Чаще всего распространены именно хемогенные доломиты, реже биогенные и обломочные. Мергель это порода промежуточного состава, занимает место между известняком и глинами. На 25-75 % мергель представлен кальцитом, остальное глинистые породы.

Соляные породы также являются важной составной частью осадочного массива пород. Они состоят из сульфатов или хлоридов натрия, кальция, калия, магния. Основные минералы соляных пород следующие: гипс ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), ангидрит ( $\text{CaSO}_4$ ), галит ( $\text{NaCl}$ ), сильвин ( $\text{KCl}$ ), карналлит ( $\text{KCl} \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ), мирабилит ( $\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ ). Как правило, соляные породы содержат глину, доломиты в качестве примесей.

Наиболее распространенной соляной породой является каменная соль, состоящая из галита. Из свойств галита, кроме низких плотности, твердости и прочности следует отметить способность при высоких давлениях и температурах становится пластичным и «течь». Бурение в геологических разрезах, включающих галит и другие соли с примесями глины, приводит к существенным осложнениям и авариям.

Менее распространены такие соляные породы, как сильвинит, карналлит, а также гипсовые и ангидритовые породы. Необходимо отметить то, что кроме перечисленных выше свойств, соляные породы имеют низкую (почти нулевую) проницаемость, поэтому природные ловушки для

мигрирующих по разрезу нефти и газа часто сложены соляными породами. Это касается прежде всего свободных ловушек.

Кроме того, соляная порода не имеет способности нести весовую нагрузку как это делают обычно горные породы, поэтому давление, равное весу вышележащих пород передается на подстилающие отложения, развивая в них аномально высокое давление, а это нередко усложняет процесс бурения скважины.

Кремнистые осадочные породы состоят из кремнезема, опала, халцедона. Это прежде всего диатомиты, трепелы, яшмы и кремни, опоки. Алюминистые (глиноземистые) породы представлены главным образом латеритами и бокситами. Последние являются рудами алюминия.

Биогенные (органогенные) породы называют часто породами органического происхождения, то есть основными составными частями являются остатки растительных и животных организмов, а в качестве примесей обломочные, глинистые и коллоидные образования.

Известняки биогенного происхождения состоят из остатков хорошо сохранившихся раковинок фораминифер, устриц, брахиопод, гастропод, пелеципод, кораллов, водорослей, сцементированных кальцитом. Среди них известны рифовые известняки, образовавшиеся из кораллов, водорослей, моллюсков, фораминифер – и т.п.

Мел в основном (до 70-80 %) сложен органическим материалом, в котором основной объем занимают остатки известковых водорослей.

Биогенные доломиты в геологических разрезах встречаются редко.

### **1.3.3 Вулканогенно-осадочные породы**

Это образования промежуточного состава между вулканогенными и осадочными породами.

Например, туффитовые породы содержат вулканогенный материал в объеме 50-90 %, а обломочная часть 10 - 50 %. В туфогенных породах соотношения близка к обратному: вулканогенные – 10 - 50 %, а обломочные – 50 - 90 %.

## **1.4 Метаморфические горные породы**

Метаморфические горные породы образуются как результат существенной переработки магматических, осадочных и метаморфических пород, образовавшихся ранее. Они получили название от греческого слова «метаморфоз» - превращение.

В метаморфических породах, поднятых тектоническими процессами в верхние зоны земной коры человек добывает золото, уран, железо, вольфрам, молибден, а также строительный и облицовочный материал.

Метаморфические горные породы редко встречаются в разрезах месторождений нефти и газа. Как правило, это породы кристаллического основания (фундамента) геологических платформ.

Метаморфизация горных пород происходит вследствие воздействия на земную кору тектонических процессов. При постепенном погружении пород на глубину растет температура, увеличивается всестороннее и боковое одностороннее давление. По мере роста давления происходит обезвоживание пород, особенно осадочных. Образуются гигантские объемы глубинных растворов, перемещающихся из зон высоких температур и давлений вверх по массиву пород. Миграция растворов, газов приводит к химическому воздействию на минералы и образованию новых химических соединений.

Минералы метаморфических пород во многом схожи с минералами магматических пород, так как и те, и другие возникли в условиях высоких давлений и температур. Это кварц, полевые шпаты, слюда.

Минералы осадочных пород в условиях больших давлений и температур подвергаются химическому воздействию и превращаются в другие минералы или перекристаллизуются. Например, карбонаты без примесей превращаются в мраморы. Исключения составляют такие минералы обломочных пород, как кварц, полевые шпаты, биотит.

### Список литературы

- 1 Лапинская Т.А. Основы петрографии /Т.А. Лапинская, Б.К. Прошляков.- М.: Недра, 1981.- 232 с.
- 2 Голубинцев О.Н. Механические и абразивные свойства горных пород и их буримость. – М.- Недра, 1968. – 198 с.
- 3 Шуман В. Мир камня. Т. 1. – М.: Мир, 1986. – 215 с.
- 4 Ржевский В.В. Основы физики горных пород. /В.В. Ржевский. Г.Я. Новик.- М.: Недра, 1978. – 390 с.
- 5 Попов А.Н. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : Учеб. для вузов /А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др.- ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003.- 509 с.
- 6 Бакиров Э.А. Геология нефти и газа : Учебное пособие / Э.А. Бакиров, В.И. Ермолкин, В.И. Ларин и др.- М.: Недра, 1980. - 245 с.

## **2 ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД**

### **2.1 Общие сведения**

Изучение физико-механических свойств горных пород имеет важное значение при сооружении нефтяных и газовых скважин. Без знаний свойств пород невозможно выбрать конструкцию буровой скважины, подобрать наиболее эффективный породоразрушающий инструмент, определить параметры режима бурения, включая нагрузку на долото, частоту его вращения, объем и качество бурового раствора. Знание свойств горных пород необходимо при интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. Без знания свойств горных пород нельзя выбрать наиболее эффективную систему разработки нефтяных и газовых залежей и провести подсчет запасов углеводородов.

Необходимо отметить, что твердые горные породы в отличие от других твердых тел, обладают анизотропностью, т.е. неравносвойственностью в разных направлениях нагрузки на них. Особенно отмечается зависимость свойств горных пород от выбранного направления для осадочных пород. Причины этого следует искать в условиях осадконакопления при образовании слоистой текстуры. При этом свойства пород в параллельной плоскости напластования или слоистости существенно отличаются от свойств в перпендикулярном направлении. Для метаморфических пород, подвергшихся влиянию какого-либо одностороннего горного давления и имеющих сланцеватую текстуру, анизотропность свойств вдоль поверхностей сланцеватости и поперек является частым явлением.

Анизотропность физико-механических свойств горных пород определяется коэффициентом анизотропности  $K_{ан}$ , который может быть подсчитан следующим образом

$$K_{ан} = \frac{A_{\parallel}}{A_{\perp}}, \quad (2.1)$$

где  $A_{\parallel}$  - показатель свойства породы вдоль слоистости или сланцеватости;  
 $A_{\perp}$  - показатель того же свойства в перпендикулярном направлении нагрузки породы.

### **2.2 Плотностные свойства горных пород**

К ним относятся плотность, объемная масса, пористость, трещиноватость.

Плотностью называется масса единицы объема твердой фазы (минерального скелета) горной породы. Плотность зависит, главным образом от плотности минералов, слагающих породу. Плотность основных пороодооб-

разующих минералов в земной коре колеблется в диапазоне от 1900 до 3500 кг/м<sup>3</sup>.

Плотность осадочных горных пород находится в пределах от 1850 до 3200 кг/м<sup>3</sup>. Чаще всего в геологических разрезах встречаются породы с плотностью от 1850 до 2700 кг/м<sup>3</sup>.

Важным структурным фактором является объемная масса горной породы. Это масса единицы объема породы в ее естественном состоянии, то есть с минеральным скелетом, порами и трещинами. Объемная масса имеет то же значение, что и плотность монолитных (без пор и трещин) пород.

Для пористых пород объемная масса всегда меньше их плотности. Объемная масса пород, имеющих в порах и трещинах капельную жидкость, больше объемной массы сухих пород. Разница возрастает по мере роста пористости и минерализации пластовой воды.

При увеличении глубины скважины за счет роста горного давления происходит уплотнение пород, смятие пор и пустот, поэтому объемная масса возрастает. Горные породы осадочного комплекса имеют объемную массу, равную 1800-2500 кг/м<sup>3</sup>, а насыщенные водой осадочные породы имеют объемную массу 2000-2700 кг/м<sup>3</sup>.

С ростом глубины скважины увеличивается температура горных пород. Повышение температуры вызывает увеличение объема минерального скелета и пластового флюида, поэтому объемная масса несколько снижается.

В работе [5] было предложено плотностью называть осредненные значения объемной массы породы для значительных интервалов и даже полностью для геологического разреза. В таблице 2.1 приведены плотности основных осадочных пород.

Таблица 2.1 – Плотность осадочных пород [5]

Горная порода	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Горная порода	Плотность, кг/м <sup>3</sup>
Песчаники	2320-3200	Алевриты	2340-3040
Глины	1850-2200	Известняки	2360-2980
Аргиллиты	2630-2860	Доломиты	2460-3190
Мергели	2370-2920	Каменная соль	2100-2200

Наиболее важным структурным признаком породы является пористость, определяемая наличием в ней пор, трещин (пустот).

Общая (абсолютная, физическая, полная) пористость характеризуется отношением объема пор к объему всей породы. Коэффициент общей пористости  $k_{\text{п}}$  есть отношение объема всех пор  $V_{\text{пор}}$  к полному объему образца породы  $V_{\text{обр}}$ , в долях или процентах



$$K_{\Pi} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} \cdot 100. \quad (2.2)$$

Известна также открытая пористость, которая учитывает сообщающиеся между собой поры. Она всегда меньше или равна общей пористости.

Динамическая (эффективная) пористость учитывает только часть объема открытых пор с движущимся пластовым флюидом. Пористость магматических и метаморфических пород весьма мала (0,8-1,2 %) [1]. Осадочные породы имеют большую пористость (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Общая пористость основных пород нефтяных и газовых месторождений

Горные породы	$K_{\Pi}$ , %	Горные породы	$K_{\Pi}$ , %
Глины	0-62	Песчаники	0-53
Аргиллиты	0-25	Известняки	0-45
Глинистые сланцы	0,5-4	Доломиты	2,5-33
Пески	2-55	Алевролит	0-47

Как следует из таблицы, наибольшую общую пористость имеют глины, пески, песчаники, но у глины поры в основном закрытые, то есть не сообщающиеся друг с другом.

Обломочные породы весьма пористы. С ростом глубины пористость обломочных пород уменьшается.

Пористость зависит от формы и размеров зерен, степени их окатанности, уплотнения, цементирования обломков и зерен.

Пористость пород-коллекторов нефтяных и газовых месторождений чаще всего находится в следующих пределах (%):

Пески	20-25
Песчаники	10-30
Карбонатные породы	10-20.

По происхождению поры, трещины могут быть первичными и вторичными. К первым относятся поры и трещины, образующиеся во время осадконакопления и формирования массива горных пород. Вторичные поры и трещины образовались в течение постдиагенетического изменения. В этом отношении наиболее характерными являются карбонатные породы, например, при доломитизации известняков образуется значительное количество пустот.

По размеру поровые каналы пород-коллекторов условно делят на три группы [4]:

- сверхкапиллярные – более 0,5 мм;
- капиллярные - 0,5-0,0002 мм;

- субкапиллярные – менее 0,0002 мм.

Структура порового пространства зависит от следующих факторов:

- степени трещиноватости;
- гранулометрического состава пород;
- характеристики цементации.

Измерения коэффициента полной пористости горных пород  $\kappa_n$  основывается на следующем соотношении

$$\kappa_n = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} = \frac{V_{обр} - V_{зерн}}{V_{обр}} = 1 - \frac{V_{зерн}}{V_{обр}}, \quad (2.3)$$

где  $V_{зерн}$  – объем минерального скелета образца.

С учетом того, что масса образца складывается из слагающих его зерен, уравнение (2.3) может быть представлено так

$$\kappa_n = 1 - \frac{\rho_{обр}}{\rho_{зерн}}, \quad (2.4)$$

где  $\rho_{обр}$  и  $\rho_{зерн}$  суть плотности образца породы и плотности минерального скелета.

Определение плотности [1, 3, 6].

Плотности горных пород  $\rho_{г.п.}$  определяется с помощью весов на основании того, что она равна массе пород, отнесенной к ее объему. Масса породы  $\rho_m$  определяется или путем вытеснения воды в мерном сосуде или посредством гидростатического взвешивания. Последний из перечисленных методов включает подвешенную на гидростатических весах на тонкой проволоке образец пород, взвешенный на воздухе и при погружении его в воду.

Объем вытесненной воды  $V_{вв}$  численно равен объему образца горной породы. Масса породы фиксируется при взвешивании образца на воздухе. Таким образом плотность горной породы равна

$$\rho_{г.п.} = \frac{\rho_m}{V_{вв}}. \quad (2.5)$$

### 2.3 Проницаемость

В процессе бурения скважин с промывкой их буровым раствором возникают сложные явления взаимодействия раствора с горными породами на стенках ствола. Это, прежде всего, явления фильтрации, диффузии, теплообмен и капиллярная пропитка. Самым значительным элементом воздействия бурового раствора на породы является фильтрация, которая служит причиной возникновения таких процессов, как поглощения буро-

вого раствора, нефтегазоводопроявлений пластовых флюидов в скважину, кольматация стенок призабойной зоны пласта, суффозия (разрушение) пород в зоне перфорации во время освоения скважины и ее эксплуатации [4]. В результате фильтрации глинистые горные породы при первичном вскрытии пласта набухают и теряют устойчивость. Все расчеты по добыче нефти и газа основаны на теории фильтрации пластовых флюидов.

В теории фильтрации рассматриваются модели течения флюида, которые связывают потери напора его при движении в пористой среде со свойствами и параметрами флюида. Общеизвестным является линейный закон фильтрации Дарси, в котором скорость фильтрации жидкости в порах породы пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости. Закон Дарси записывается следующей формулой [4]

$$k_{пр} = \frac{Q \cdot r \cdot L}{\Delta P \cdot F}, \quad (2.6)$$

где  $Q$  – объемный расход жидкости в единицу времени,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$\eta$  – динамическая вязкость жидкости,  $\text{Па} \cdot \text{с}$ ;

$F$  – площадь поперечного сечения пористой среды,  $\text{м}^2$ ;

$\Delta P$  – перепад давления,  $\text{Па}$ ;

$L$  – длина пористой среды,  $\text{м}$ ;

$k_{пр}$  – коэффициент проницаемости,  $\text{м}^2$ .

Коэффициент фильтрации является количественной мерой проницаемости, то есть способности горных пород фильтровать сквозь себя жидкости или газы под воздействием градиента давления.

В практике работ обычно применяют размерность коэффициента проницаемости равным ( $\text{мкм}^2$ ). В технической системе использовалась размерность в виде «дарси (Д)» и «миллидарси (мД)».

Известны следующие виды проницаемости: абсолютная, эффективная и относительная. Абсолютная (физическая) проницаемость представляет собой проницаемость пористой породы для единственной фазы, которая физически и химически инертна к породе.

Под эффективной (фазовой) проницаемостью понимают проницаемость при наличии в породе более одной фазы. Как известно, в продуктивных пластах поры могут вмещать как жидкость (нефть, вода), так и газ. Проницаемость любой из этих фаз не будет равна абсолютной проницаемости.

Относительная проницаемость это отношение эффективной проницаемости к абсолютной. Существует ряд классификаций горных пород по проницаемости. Наиболее простая классификация разработана Кобрановой В.Н. [2], предложившей разделить породы на проницаемые, полупроницаемые и практически непроницаемые.

К проницаемым отнесены грубообломочные осадочные породы, включая галечники и гравий, песчано-алеврито-глинистые и трещиноватые и кавернозно-трещинные карбонатные породы с коэффициентом проницаемости  $k_{пр} > 10^{-2}$  мкм<sup>2</sup>. Сюда же относят и трещиноватые магматические и метаморфические породы, в которых наблюдаются проницаемые разности.

Полупористые породы ( $10^{-4} < k_{пр} < 10^{-2}$  мкм<sup>2</sup>) включают менее отсортированные глинистые пески, алевриты и песчаники с пористостью  $< 10 - 15$  %, микротрещиноватые карбонатные породы с субкапиллярными каналами.

Практически непроницаемые породы включают глины, аргиллиты, глинистые сланцы, мергели с субкапиллярными каналами, а также сильно сцементированные алевролиты, известняки, песчаники и плотные магматические и метаморфические породы ( $k_{пр} < 10^{-4}$  мкм<sup>2</sup>). Некоторые специалисты к трем описанным типам пород относят еще один. Это породы-экраны нефти и газа с коэффициентом проницаемости  $k_{пр} < 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>. Они имеют такую низкую проницаемость, что служат ловушками для мигрирующих по геологическому разрезу скоплением нефти и газа. К ним относятся глины пластичные слабопесчанистые, ангидрит, каменная соль, многолетнемерзлые породы. На проницаемость песчано-алевролитовых пород существенно влияет размер обломков. Чем крупнее обломки, тем больше размер пор и выше проницаемость. В породах, сложенных из неоднородных частиц проницаемость уменьшается по сравнению с породами, состоящих из относительно однородных по размеру обломков. Цемент осадочных горных пород оказывает большое влияние на проницаемость. Занимая пространство между частицами породы цемент перекрывает пути фильтрационных потоков. Рассматривая влияние минерального состава глинистых цемента, необходимо отметить то, что наиболее резко уменьшает проницаемость монтмориллонит.

Экспериментально установлено то, что в осадочных породах содержащих 20-25 % карбонатного цемента, проницаемость близка к нулю [3].

Для определения абсолютной проницаемости используется ряд приборов. Все они имеют близкие по составу узлы. Это, прежде всего кернадержатель, в котором находится керн горной породы, проницаемость которого определяют, узлов для замера давлений на входе и выходе кернадержателя, расходомер и механизм для подачи жидкости или газа в кернадержатель [4].

## 2.4 Прочность

Прочность определяется способностью пород сопротивляться разрушению под действием нагрузок. Критические значения напряжений, при которых происходит разрушение породы, называют пределом прочности.

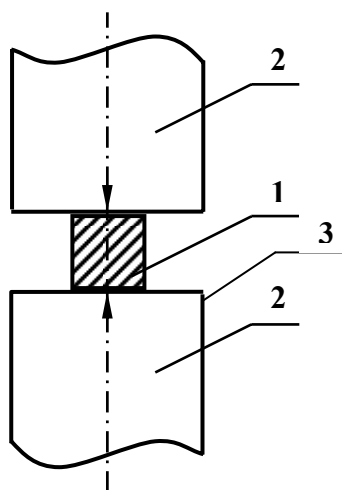
Различают пределы прочности пород на одноосное сжатие  $\sigma_{сж}$ , растяжение  $\sigma_p$ , изгиба  $\sigma_{изг}$ , сдвига (среза)  $\tau_{сдв}$ . При проходке глубоких скважин разрушение горных пород на забое происходит в условиях всестороннего сжатия, поэтому рассматривается также понятие «предел прочности при всестороннем сжатии»  $\sigma_{сж}$  [1, 5, 6, 8, 9].

В горно-добывающей промышленности применяется термин «крепость» как синоним понятия «прочность». Широко известен коэффициент крепости Протодяконова М.М., определяемый отношением значения предела прочности породы при одноосном сжатии к 100.

Наиболее простым видом определения прочности является одноосное сжатие, так как она проводится при простом напряженном состоянии, то есть  $\sigma_3 < 0$ ;  $\sigma_1 = \sigma_2 = 0$ .

Этот метод является стандартным. Определение прочности  $\sigma_{сж}$  проводят на гидропрессах. При подготовке образцов пород к опыту следует помнить что размер образца цилиндрической или прямоугольной формы должен быть близким к 40-50 мм с примерно одинаковыми размерами длины и диаметра для цилиндра и поперечными и продольными размерами для образцов прямоугольной формы.

Схема проведения опыта приведена на рисунке 2.1.



1 – образец породы; 2 – плиты пресса; 3 – стол гидропресса

Рисунок 2.1 – Установка для определения предела прочности на одноосное сжатие

Образец породы 1 размещается на столе 3 гидропресса, нагружается давящей плитой 2 до разрушения.

В опыте фиксируется максимальная нагрузка  $P_{max}$ , соответствующая моменту разрушения образца породы. Предел прочности на одноосное сжатие  $\sigma_{сж}$  рассчитывается как отношение разрушающей нагрузки  $P_{max}$  к площади поперечного сечения образца  $F$

$$\sigma_{сж} = \frac{P_{\max}}{F}. \quad (2.7)$$

В опытах с хрупкими породами возможно определение таких упругих свойств как модуль продольной упругости при одноосном сжатии (модуль Юнга) и коэффициент Пуассона  $\mu_{сж}$ . При измерении изменений в продольном и поперечном направлении образца это решается так [5, 9]: предположим то, что в процессе опыта длина образца  $l$  уменьшилась на величину  $\Delta l$ , а поперечный размер  $d$  увеличился на  $\Delta d$ .

В этом случае коэффициент Пуассона равен

$$\mu_{сж} = \frac{l \cdot \Delta l}{d \cdot \Delta d}, \quad (2.8)$$

а модуль Юнга  $E_{сж}$  рассчитывается по формуле

$$E_{сж} = \frac{P_{\max} \cdot l}{F \cdot \Delta l}. \quad (2.9)$$

В таблице 2.3 приведена классификация горных пород по прочности на одноосное сжатие, разработанная в УГНТУ [5].

Таблица 2.3 – Классификация горных пород по прочности на одноосное сжатие

Группы	Категории	$\sigma_{сж}$ , МПа	Группы	Категории	$\sigma_{сж}$ , МПа
Весьма слабые	1	< 4	Средней прочности	7	35-52
	2	4-6		8	52-80
	3	6-10		9	80-120
Слабые	4	10-15	Прочные	10	120-180
	5	15-23		11	180-270
	6	23-35	Очень прочные	12	180-270
					< 270

Наибольшей прочностью обладают породы, содержащие кварц. Кварц имеет предел прочности при одноосном сжатии равный  $5 \cdot 10^8$  ПА. Полевые шпаты, входящие в некоторые осадочные породы, обуславливают их малую прочность.

Процесс разрушения пород это разрыв связей между частицами кристаллов и молекулами. Для разрыва должны быть приложены силы, превосходящие межатомные связи и связи в кристаллических решетках пород.

Силы сцепления между частицами в кристаллах могут быть 4-х типов: ионные, ковалентные (атомные или гомополярные), металлические, молекулярные [6, 9].

Ионная связь характерна для значительной части горных пород, например, для солей. В кристаллической решетке каменной соли в местах узлов размещены ионы натрия и хлора, между которыми существует электростатическое притяжение. Ионы Na и Cl имеют положительный и отрицательный заряды.

При ковалентной (атомной или гомополярной) связи в узлах кристаллической решетки размещены атомы элемента, взаимодействие между парой нейтральных соседних атомов и обеспечивает атомную связь, характерную например для алмазов.

Металлическая связь характерна для металлов. В основе узлов кристаллической решетки металла электрическая сила связи между положительными ионами и отрицательными электронами обеспечивают прочность металлов.

Молекулярная связь характерна для слабой силы связи между нейтральными молекулами. Это графит, самородная сера и др.

Многочисленные экспериментальные исследования прочности горных пород выявили значительные расхождения между результатами лабораторных опытов и результатами теоретических расчетов прочности пород, имеющих идеальную кристаллическую структуру. В работе [5, 6, 9] приведены данные по сравнению теоретической и реальной прочности кристаллической решетки каменной соли. По расчету теоретическая прочность составляет 240 МПа, в то время как реальная техническая прочность равна 0,5 МПа.

Главная причина значительной разницы в том, что в кристаллах пород имеется значительное число нарушений. Исследования на электронных микроскопах показали, что реальные кристаллы имеют существенные дефекты: вакансии, дислокации, поверхностные дефекты и др. Вакансии – это точечные дефекты, в виде незанятых узлов решетки кристалла, смещения ионов (атомов) в пространство между узлами, внедрение в решетку ионов (атомов), не принадлежащих кристаллу. Дислокации – это линейные дефекты в виде краевого, винтового смещения одной части кристалла относительно другой. При поверхностных дефектах частицы породы на поверхности образца имеют существенно другую энергию связи по сравнению с частицами внутри образца.

Причины нарушений кристаллической решетки следует искать в условиях кристаллизации магмы, когда появление очередного кристалла происходит в ограниченном пространстве между кристаллами, образовавшимися несколько ранее других. Таким образом, образуются кристаллы, зерна неправильной формы с многочисленными дефектами, а, следовательно, с аномально низкими механическими свойствами.

Выращивание искусственных кристаллов в лабораторных опытах при обеспечении «щадящих» условий приводит к совершенно исключительным результатам. Искусственные кристаллы в сотни и тысячи раз превосходят по механическим свойствам кристаллы из горных пород. Проведены также опыты по выращиванию кристаллов в условиях невесомости на околоземных орбитах.

Одной из известных теорий разрушения пород в горном деле следует назвать теорию хрупкого разрушения, предложенную А. Гриффитсом [6]. Основой теории считается наличие в горных породах множества трещин, которые определяют ослабление связей в породе. Решающее значение для начального процесса разрушения играют так называемые критические трещины, на краях которых происходит концентрации напряжений. Трещины начинают расти при превышающих в данной точке приложенной нагрузки над прочностью породы при растяжении.

Пластическое разрушение в кристаллической решетке горных пород состоит из соскальзывания, сдвига одних атомов на другой.

По данным Шрейнера Л.А. [3, 6, 8] хрупкие деформации происходят также внутри пластических деформаций, поэтому во многих горных породах процесс разрушения лучше описывается теорией А. Гриффитса.

Широко применяется в горном деле теория прочности Мора, которая основана на предположении наличия в каждой точке деформированного образца горных пород зависимости между касательными и нормальными напряжениями. По Мору, разрушения горной породы наступает при совместном воздействии нормальных и касательных напряжений.

Испытывая горные породы при нагрузках разного вида мы получаем характеристики породы именно для этих видов нагружения. Но прочность породы величина комплексная. Это совокупность характеристик прочностей породы. Выражением такой совокупности является паспорт прочности горной породы, обоснование которого лежит в теории прочности О.Мора. По сути дела паспорт прочности есть диаграмма зависимости между касательными и нормальными напряжениями, при которых происходит разрушение породы [6, 8, 9, 13, 14].

Для построения паспорта прочности необходимо иметь несколько значений пределов прочности породы, полученных при разных видах нагружения.

Рассмотрим построение паспорта прочности при самом простом способе: при наличии результатов испытания породы на одноосное сжатие  $\sigma_{сж}$  и растяжение  $\sigma_p$  (рисунок 2.2).



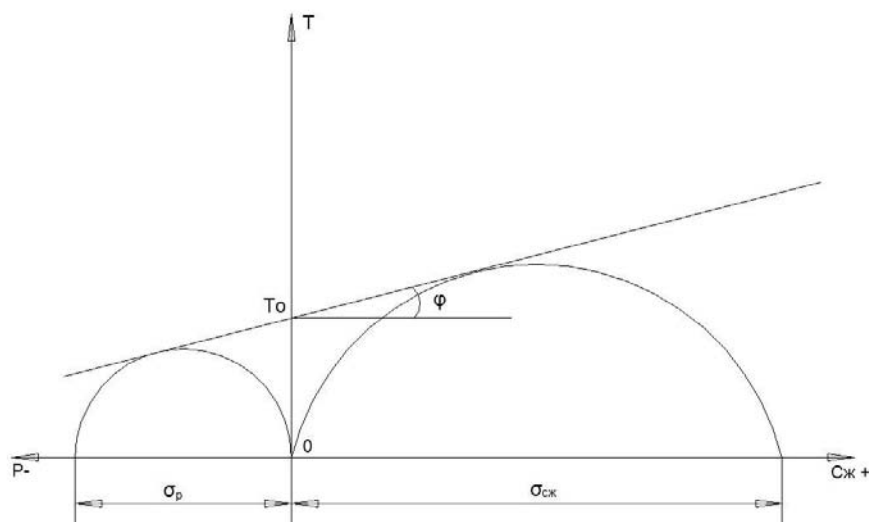


Рисунок 2.2 - Построение паспорта прочности

На оси абсцисс откладываем значение предела прочности на одноосное сжатие  $\sigma_{сж}$ , значение предела прочности на растяжение  $\sigma_p$  и проводим круги напряжений Мора, которые называют предельными. Далее проводим касательную к этим кругам, которая носит название огибающей этих кругов напряжений. Она характеризует предельное напряженное состояние породы в момент ее разрушения. Огибающую кривую называют паспортом прочности породы. Любая точка на графике, попадающая внутрь огибающих кривых, является разрушающим напряжением для горной породы, паспорт которой построен. По Мору разрушение происходит в момент достижения касательными напряжениями огибающей кривой или в случае  $\tau = 0$  нормальные растягивающие напряжения достигнут определенной величины.

Огибающая предельных кругов напряжений или паспорт прочности породы можно представить уравнением Кулона

$$\tau = \tau_0 + \sigma_n \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.10)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - коэффициент внутреннего трения.

Фрагмент уравнения  $\sigma_n \cdot \operatorname{tg} \varphi$  следует по Сулакшину С.С. [8] рассматривать как сопротивление сил трения сдвигу породы, возникающим между элементами ее.

$\operatorname{tg} \varphi$  - это коэффициент пропорциональности между приращениями нормальных и касательных напряжений при разрушении горной породы;

$\tau_0$  - определено выше, как сцепление породы. Оно численно равно

пределу прочности породы на сдвиг (срез) при отсутствии нормальных напряжений.

Сопротивление горных пород при разрушении в большой степени зависит от вида деформации. Горные породы оказывают значительное сопротивление при всестороннем и одноосном сжатии, а при других видах нагружения их прочность мала [5]. В таблице 2.4 приведены сравнительные величины прочности пород [5].

Таблица 2.4 – Сравнительные величины прочности пород

Породы	$\sigma_{сж}$	Относительная доля от сопротивления сжатию, %		
		$\sigma_s$	$\sigma_{изг}$	$\sigma_p$
Песчаники	100	10-20	2-14	2-5
Глинистые сланцы	100	-	15-60	10-18
Известняки	100	15-20	8-10	10-13
Мрамор	100	16-40	-	8-10

Таким образом, можно записать следующее неравенство

$$\sigma_{сж}^{вс} \gg \sigma_{сж} \gg \sigma_{сдв} > \sigma_{изг} > \sigma_p. \quad (2.11)$$

Большой объем бурения производится с помощью шарошечных буровых долот, при этом основным этапом разрушения является этап вдавливания. При вдавливании зуб долота сжимает горную породу, расходуя при этом значительную долю осевой нагрузки. Именно здесь следует искать основную причину низкого коэффициента полезного действия разрушения пород при бурении скважин. Очевидно породоразрушающий инструмент будущего должен быть таким, чтобы оказывать на породы усилия сдвига (среза) и в определенной мере изгиба и растяжения. Отношение  $\frac{\sigma_p}{\sigma_{сж}}$  для хрупких пород типа песчаников достигают величины  $\frac{1}{40}$ , для пластичных же пород это отношение равно  $\sim \frac{1}{5}$  (глины).

В настоящее время в стране происходит массовая замена шарошечных долот дробяще-скалывающего действия на алмазно-твердосплавные режущего действия. И это находит подтверждение того, о чем было сказано выше.

Низкая прочность породы на растяжение проявляется при бурении скважин потерей устойчивости стенок ствола, осыпями и обвалами пород.

## 2.5 Упругие свойства

Упругость пород – это их способность восстанавливать свою форму и объем после прекращения действия нагрузки. Упругая деформация полностью исчезает после снятия нагрузки. Это обратимая деформация. В идеально упругом теле деформации возникают мгновенно при действии нагрузки и быстро исчезают после ее снятия. Упругость пород является следствием взаимодействия атомов друг с другом. Различают упругую линейную деформацию, когда она прямо пропорциональна напряжению и упругую нелинейную деформацию.

Упругие горные породы, как и другие твердые тела, подчиняются закону Гука. В них деформация пропорциональна силе, вызвавшей эту деформацию.

Из осадочных пород только некоторые обладают упругостью. Минералы в основном упруги при любых видах приложения нагрузки. Отличие горных пород от упругих тел, подчиняющихся закону Гука, в основном в том, что для них характерны такие явления, как упругий гистерезис и упругое последействие [5, 6]. На рисунке 2.3 показана остаточная деформация  $\epsilon_{\text{ост}}$  при гистерезисе и упругом последействии.

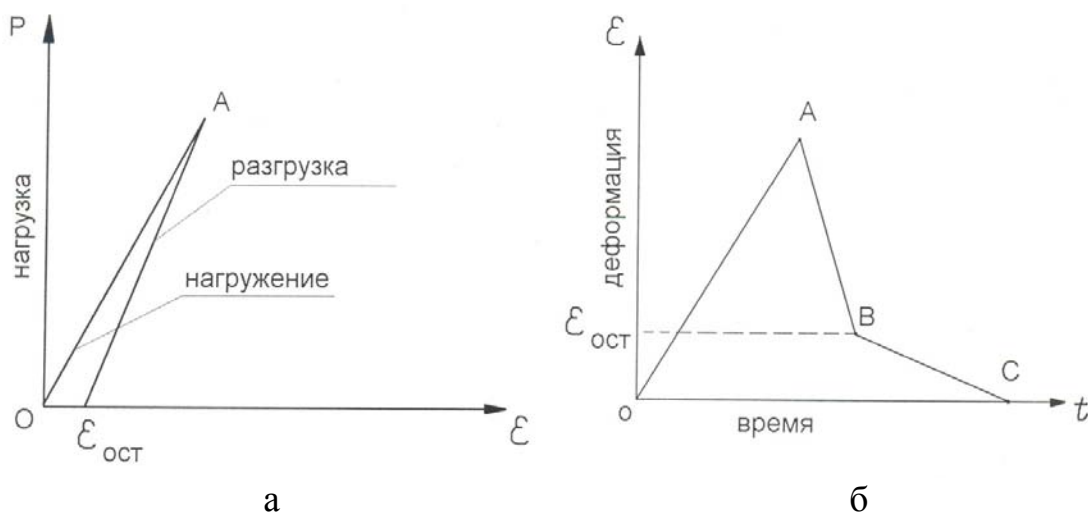


Рисунок 2.3 – Упругий гистерезис и упругое последействие

При нагрузке и разгрузке пород, если нагружения проходило в упругой области, кривые  $P=f(\epsilon)$  не совпадают (рисунок 2.3 а), образуя характерную петлю упругого гистерезиса. В случае, если при деформации наблюдение за величиной остаточной деформации будет продолжено, то с течением времени она исчезнет, а образец восстановит свои размеры (рисунок 2.3 б). Это явление носит название упругого последействия.

Упругие свойства горных пород характеризуются модулем продольной упругости, модулем сдвига, модулем объемной упругости, коэффици-

ентом Пуассона. Физически модули упругости, модули сдвига и модули объемной упругости – это коэффициенты пропорциональности между напряжениями и упругими деформациями для соответствующего вида приложенных напряжений.

Модуль продольной упругости или модуль Юнга  $E$  – это коэффициент пропорциональности между нормальными сжимающими или растягивающими напряжениями  $\sigma$  и соответствующей им относительной продольной деформацией  $\varepsilon$ . Модуль продольной упругости называют еще модулем продольной упругости он равен

$$E = \sigma / \varepsilon. \quad (2.12)$$

Модуль сдвига  $G$  есть коэффициент пропорциональности между касательным напряжением  $\tau$  и относительной деформацией сдвига  $\delta$ .

$$G = \tau / \delta. \quad (2.13)$$

Деформация сдвига называют иногда угловой деформацией. Она характеризует изменения формы деформируемой при сдвиге (срезе) породы. Она равна

$$\delta = \frac{\pi / 2 - \lambda}{\pi / 2}, \quad (2.14)$$

где  $\lambda$  – угол наклона каждого прямоугольного элемента породы после деформации.

Объемный модуль упругости  $K$  (модуль всестороннего сжатия) пропорционален отношению напряжения при равномерном всестороннем сжатии к упругому относительному изменению объема образца

$$K = \frac{G_{сж}^{вс}}{\Delta V / V}, \quad (2.15)$$

где  $\frac{\Delta V}{V}$  – относительное изменение объема.

Коэффициент Пуассона (коэффициент поперечных деформаций)  $\mu$  есть мера пропорциональности между относительными продольными  $\frac{\Delta l}{l}$  и относительными поперечными  $\frac{\Delta d}{d}$  деформациями образца.

$$\mu = \frac{\Delta d / d}{\Delta l / l}. \quad (2.16)$$

Все характеристики для упругих горных пород связаны между собой следующими уравнениями

$$G = \frac{E}{2 \cdot (1 + \mu)}; \quad (2.17)$$

$$K = \frac{E}{3 \cdot (1 - 2 \cdot \mu)}. \quad (2.18)$$

### 2.5.1 Модуль упругости

Модуль упругости характеризуется жесткостью породы, ее способностью упруго сопротивляться воздействию нагрузки. Для минералов и хрупких горных пород модуль упругости подсчитывается в соответствии с законом Гука.

$$E_{сж} = \frac{(P_2 - P_1) / F}{\Delta l / l}. \quad (2.19)$$

Модули упругости пород колеблются в диапазоне  $1 \cdot 10^3 - 1 \cdot 10^5$  МПа. В таблице 2.5 приведены значения модуля упругости основных горных пород, в том числе осадочных [5].

Таблица 2.5 – Модуль упругости горных пород

Горные породы	$E_{сж} \cdot 10^{-4}$ МПа	Горные породы	$E \cdot 10^{-4}$ МПа
Глинистые сланцы	1,25-2,5	Доломиты	2,1-16,5
Песчаники	3,3-7,8	Граниты	До 6,0
Известняки	1,3-8,5	Базальты	До 9,7
Мрамор	3,9-9,2	Кварциты	7,5-10,0

### 2.5.2 Основные факторы, влияющие на модуль упругости

С увеличением плотности модуль упругости возрастает. Минералы имеют больший модуль упругости по сравнению с породой, которую они слагают. Чем больше модуль упругости у минералов, тем больше и упругость породы. Это объясняется тем, что модуль упругости пород больше зависит от сил взаимодействия в кристаллических решетках, чем от жесткости контактных поверхностей зерен.

Модуль упругости вдоль слоистости породы больше по сравнению с модулем упругости поперек слоистости, причем коэффициент анизотропии для большинства горных пород равен 1,10-2,0.

Насыщение породы жидкостью значительно влияет на ее упругость. При увеличении влажности модуль упругости уменьшается.

Вид деформации также сильно влияет на величину модуля упругости. Наибольшее значение модуля при сжатии, наименьшее при растяжении горной породы.

Играет роль величина кристаллов. При прочих равных условиях у мелкокристаллических пород модуль упругости больше, чем у крупнокристаллических. Поры в породах снижают ее упругость.

Повышение температуры в кристаллических породах ведет к непрерывному уменьшению модуля упругости вследствие роста теплового движения молекул и увеличения пластичности пород. Глинистые породы из-за водно-коллоидного характера связи между частицами при увеличении температуры упрочняются, поэтому их упругие константы возрастают в несколько раз.

Охлаждение влажных рыхлых пород ниже  $0^{\circ}\text{C}$  приводит к замерзанию воды в породах и к упрочнению связей между частицами. Это приводит к резкому увеличению модуля упругости. Охлаждение сухих плотных пород увеличивает упругость пород.

Значительное влияние на упругость оказывает величина всестороннего сжатия. Модуль упругости в условиях всестороннего сжатия значительно выше  $E$ , определенного для атмосферных условий.

### 2.5.3 Коэффициент Пуассона

Для большинства горных пород коэффициент Пуассона находится в пределах от 0,1 до 0,45. В таблице 2.6 приведены значения коэффициента Пуассона  $\mu$  для пород осадочного комплекса [5].

Таблица 2.6 – Коэффициент Пуассона

Горные породы	$\mu$	Горные породы	$\mu$
Глины пластичные	0,38-0,45	Каменная соль	0,44
Глины плотные	0,25-0,35	-	-
Глинистые сланцы	0,1-0,2	Песчаники	0,3-0,35
Известняки	0,28-0,33	Гранит	0,26-0,29

Известно, что плотность влияет на коэффициент Пуассона. Чем плотнее пород, тем меньше ее коэффициент Пуассона.

## 2.6 Тепловые свойства

Современное развитие техники и технологии проводки буровых скважин позволяет вести бурение на больших глубинах. На Северном Кавказе, в Нижнем Поволжье глубина скважин нередко достигает 4000-6000 м. Сверхглубокая скважина СГ-3 Кольская достигла глубины 12266 м. Температуры горных пород на таких глубинах достаточно велики. Это становится главной причиной осложнений и аварий [12, 15, 16].

Вот почему важно знать тепловые процессы, протекающие в буровой скважине, их контроль и регулирование. Тепловые процессы во многом зависят от тепловых (тепло-физических, термических) свойств горных пород.

Тепловые потоки, наблюдаемые при бурении скважин, являются следствием воздействия на Землю солнечной энергии и глубинного тепла. Если величина солнечной энергии значительно превосходит энергию тепловых потоков, идущих из глубины к поверхности Земли, то также важно, что солнечная радиация оказывает влияние на поверхностные слои. Для нас же важно то, что в формировании теплового поля буровой скважины играет роль глубинное тепло, энергия которого оценивается в  $10^{28}$  эрг/год (против  $5,4 \cdot 10^{31}$  эрг/год солнечной энергии) [12]. Большинство исследователей считает, что источником глубинного тепла является радиоактивный распад урана, тория и других элементов, расположенных в земной коре и подкорковом слое [12].

Температурные условия по геологическому разрезу определяются суточными и годовыми изменениями температур. Суточные (поверхностные) колебания температуры имеют место вследствие нагрева земли днем и охлаждения ночью. Они влияют на температуру земли на глубину 1-2 м. Годовые колебания, обусловленные изменением солнечной радиации, захватывают 10-40 м (для России). Для Европейской части страны годовые колебания доходят до глубин 20-25 м.

Слои горных пород, в которых амплитуды суточных и годовых колебаний температуры равны нулю, называют слоями постоянной суточной и годовой температур. Слой постоянной годовой температуры называют нейтральным слоем. Ниже температурного слоя температура пород остается постоянной во времени и повышается по мере углубления по разрезу.

Тепловое поле Земли в значительной мере определяет процессы, связанные с поисками, разведкой, разработкой нефтяных и газовых месторождений. Тепловое поле влияет на технологический режим работы скважин. Под влиянием его меняются реологические свойства промывочных и тампонажных растворов, условие работы бурового подземного оборудования. С тепловым полем системы скважина-массив горных пород связаны различные осложнения в процессе проводки и эксплуатации скважин: термическая деструкция буровых растворов, образование кристаллогидратов,

преждевременное загустевание и схватывание тампонирующих растворов в стволе скважины, растепление многолетнемерзлых пород в верхней части разреза и т.д.

### 2.6.1 Изменение температуры по глубине скважины

Интенсивность изменения температуры по глубине определяется величиной геотермического градиента  $\Gamma$  или геотермической ступени  $C$ . Геотермический градиент характеризует изменение температуры при изменении глубины на каждые 100 м.

$$\Gamma = \frac{(T - t) \cdot 100}{H - h}, \quad (2.20)$$

где  $T$  – температура по глубине,  $^{\circ}\text{K}$ ;

$t$  – средняя годовая температура воздуха в месте замера,  $^{\circ}\text{K}$ .

$H$  – глубина скважины, м;

$h$  – глубина нейтрального слоя, м;

Геотермическая ступень  $C$  – это глубина, на которую нужно углубляться от нейтрального слоя для того, чтобы температура поднялась на 1  $^{\circ}\text{K}$ .

$$C = \frac{H - h}{T - t}. \quad (2.21)$$

Обе величины связаны друг с другом зависимостью.

$$\Gamma = \frac{100}{C}. \quad (2.22)$$

При изменении температур в скважине важно, чтобы замеры проводились простаивавших скважинах, то есть в условиях установившегося теплового режима в массиве горных пород, когда влияние температуры промывочной жидкости на горные породы незначительно или его нет. На рисунке 2.4 приведено изменение температур горных пород по стволу сверхглубоких скважин Кольский СГ-3, Тюменский СГ-6, Берты Роджерс (США), Колвинской и Тимано-Печерской [12, 16].

Видно, что температуры сверхглубоких скважин, пройденных в осадочных породах, значительно больше температуры в стволе скважины СГ-3, пройденной кристаллическом массиве Кольского полуострова.

В таблице 2.5 приведены замеры изменения геотермических градиентов температур по скважине СГ-6 Тюменской [16].

Во время углубления, спуско-подъемных операций, при простое, в период эксплуатации скважины температура по стволу скважины непрерывно изменяется и процесс теплопередачи следует считать неустановив-



шимся. На рисунке 2.5 показано распределение температуры по стволу скважины в различные периоды ее строительства.

Таблица 2.5 – Градиенты температур по СГ-6

Интервал, м		Температура, °С		Толщина интервала, м	Прирост темп., °С	Градиент, °С/100 м
от	до	нач.	конеч.			
450	3620	0	89	3170	89	2,81
3620	4790	89	137	1170	48	4,10
4790	5580	137	151	790	14	1,77
5580	6692	151	185,5	1112	34,5	3,10

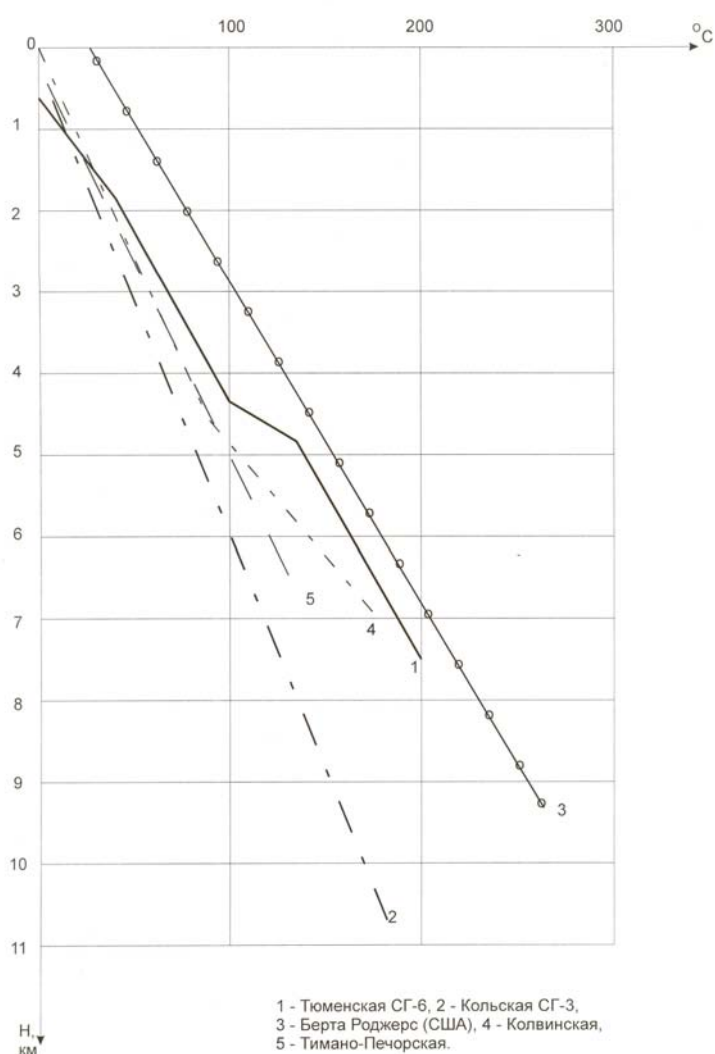


Рисунок 2.4 - Изменения температур по стволу сверхглубоких скважин

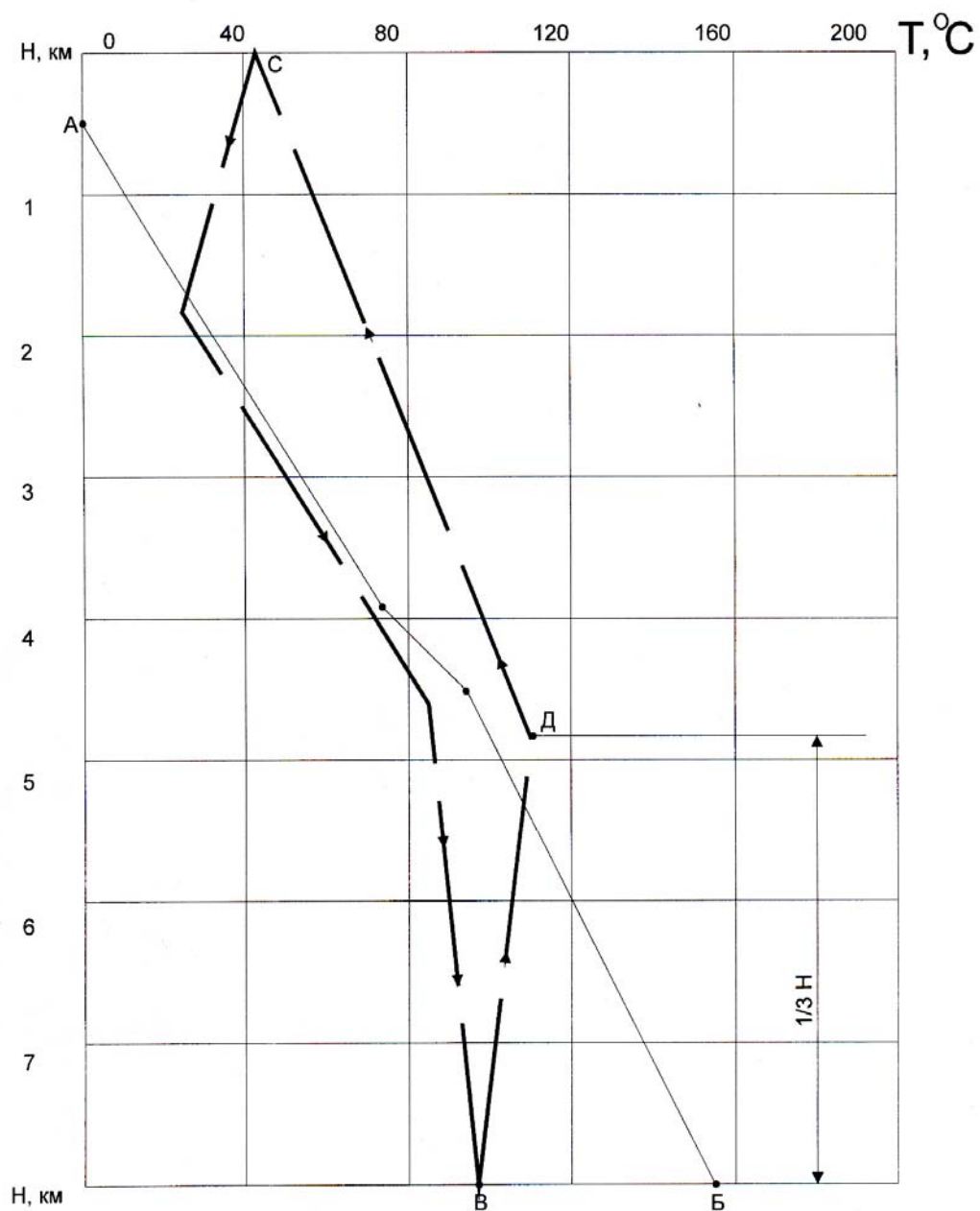


Рисунок 2.5 – Изменение температуры по стволу скважины в различные периоды ее строительства

## 2.6.2 Тепловые (теплофизические) свойства горных пород

Горные породы являются сравнительно плохими проводниками тепла. Тепловые свойства характеризуются теплопроводностью, теплоемкостью, температуропроводностью. Параметры тепловых свойств связаны между собой таким образом [12]

$$\lambda = \alpha \cdot c \cdot \rho, \quad (2.23)$$

где  $\lambda$  - коэффициент теплопроводности, Вт/м<sup>2</sup>·°С;  
 $\alpha$  - коэффициент температуропроводности, м<sup>2</sup>/ч;  
 $c$  - удельная теплоемкость, кДж/кг·°С;  
 $\rho$  - плотность, кг/м<sup>3</sup>.

Теплопроводность характеризует способность горных пород проводить тепло. Удельная теплоемкость – это количество тепла, необходимое для нагрева 1 кг породы на 1 °К. Коэффициент температуропроводности служит для определения скорости изменения температуры единицы объема породы, т.е. изменение ее температуры за единицу времени.

Теплопроводность зависит, главным образом, от способности минералов, слагающих породу, проводить тепло. Рассеивание, передача тепла происходит на контакте зерен породы.

В слоистых породах отмечена анизотропия теплопроводности. Как правило, теплопроводность вдоль слоистости всегда больше, чем поперек слоистости. Коэффициент анизотропности для слоистых пород колеблется в пределах 1,1-1,5. По мнению [12] - это, объясняется тем, что наибольшее количество тепла передается по наиболее проводящему слою, а таковой всегда находится при направлении теплового потока вдоль слоистости.

Теплопроводность горных пород зависит от влажности. С увеличением влажности теплопроводность увеличивается в несколько раз (до 6-8). Наибольшая интенсивность роста отмечается в начальный период увлажнения.

Теплопроводность пород зависит от размеров зерен. С уменьшением размером теплопроводность уменьшается. Теплопроводность зависит также от плотности пород. Например, коэффициент теплопроводности песчаных пород в 6-7 раз меньше теплопроводности плотных песчаников.

Теплопроводность пористых пород зависит от типа пластовых флюидов и их состояния. Коэффициент теплопроводности воды (0,5 ккал/м·ч·°С) в 4 раза больше, чем нефти, в 14 раз больше газа, в 25 раз больше воздуха [1].

При увеличении температуры на 10 °С коэффициент теплопроводности уменьшается на 1-2 %. Увеличение давления почти не влияет на теплопроводность и другие тепловые свойства пород.

Из породообразующих минералов осадочных горных пород большими значениями теплопроводности обладает кварц (6-10 ккал/м·ч·°С). Здесь

уместно также отметить большую теплопроводность алмазов (100-150 ккал/м·ч·°С), которые используются при изготовлении алмазных долот.

Температуропроводность горных пород характеризует теплоизоляционные свойства их. При увеличении плотности пород температуропроводность уменьшается, но незначительно. При увлажнении температуропроводность растет. Повышение температуры уменьшает температуропроводность большинства горных пород за исключением глин, углей, для которых она увеличивается.

Теплоемкость горных пород изменяется незначительно – от 0,10 до 0,5 ккал/кг·°С. Для большинства горных пород этот диапазон еще меньше (0,15-0,24 ккал/кг·°С). Теплоемкость породы зависит от ее минерального состава, но не зависит от зернистости, слоистости. С повышением температуры теплоемкость увеличивается.

Увеличение пористости ведет к уменьшению теплоемкости. Теплоемкость воды (1 кал/г·°С) во много раз превышает теплоемкость любого минерала, поэтому пористые увлажненные породы имеют наибольшую теплоемкость. Замерзание влажной горной породы приводит к небольшому снижению ее теплоемкости. В целом же теплоемкость мерзлой пористой породы выше теплоемкости плотной породы.

Тепловые свойства горных пород осадочного комплекса приведены в таблице 2.6 [12].

Таблица 2.6 – Тепловые свойства горных пород осадочного комплекса

Горные породы	$\lambda$ , Вт/м·°К	$c$ , кДж/кг·°К	$\alpha \cdot 10^3$ , м <sup>2</sup> /с
Глина	0,99	0,755	0,97
Глинистые сланцы	1,54-2,18	0,772	0,97
Известняк кристалл.	2,18	1,1	0,5-1,2
Песчаник плотный	1,27-3,01	0,838	1,39
Вода	0,582	4,15	0,14
Нефть	0,139	2,1	0,069-0,86
Алевриты глинистые	2,22	0,795	1,08
Доломит	2,11	0,802	0,995

С увеличением глубин буровых скважин возрастает температура и давление. Совместное воздействие этих факторов существенно изменяет механические свойства пород [15]. Исследование свойств горных пород при высоких давлениях и температурах выполняются на установках (автоклавах). Примером может служить камера высокого давления института сверхтвердых материалов как приставка к установке УМГП-3. На ней моделируется забойное условие, характерные для глубин скважин до 10 тыс.

м: полное горное давление, боковое горное давление, пластовое давление и температура в диапазоне от комнатной до 180-200 °С. Керна диаметром 40 мм и высотой 20 мм запаивают в специальную оболочку.

Экспериментально установлено, что прочностные свойства всех горных пород при нагреве в исследованных пределах возрастают.

При нагреве до 200-250 °С уменьшается расстояние между зернами, уменьшается пористость и увеличивается сила сцепления между зернами. Возникающие в породах внутренние термические напряжения еще не достаточны для образования значительного числа микротрещин. Для каждой горной породы существует критическая температура, при нагревании до которой прочность увеличивается.

Дальнейшее повышение температуры выше 250-800 °С вызывает у большинства горных пород уменьшение их прочности. При этом быстро возрастают термические напряжения, а объемное расширение кристаллов уменьшает пористость и трещиноватость породы, после чего образуются микротрещины.

Например, микроскопические исследования образцов гранита показали, что при увеличении температуры нагрева с 300 °С до 600 °С приводит к увеличению числа микротрещин в 4-5 раз. При нагреве таких пород, как кварцат, гранит, песчаник до 400-600 °С твердость и предел текучести увеличиваются на 30 %.

## **2.7 Реологические свойства**

Реологические (вязкостные) свойства пород проявляются в виде ползучести, релаксации напряжений и снижении прочности при длительном нагружении. Реология, как наука, изучающая течение вещества, получила свое название от греческого слова «рей»-течет. Ползучесть и релаксация напряжений определяют при нагрузках пород переход упругих деформаций в пластические.

Ползучесть (англ.крип) – явление постепенного роста деформации во времени при постоянном напряжении. Это основное реологическое свойство горных пород. По внешним признакам ползучесть похожа на пластическое течение породы. Принципиальная разница, прежде всего в том, что пластичность проявляется за пределами упругости при возрастающих нагрузках. Ползучесть возникает при нагрузках, меньших предела упругости (текучести), пород, причем длительность воздействия нагрузки, как правило, достаточно велика.

По сути дела все твердые тела, в том числе и монолитные кристаллические горные породы склонны к ползучести. Свойство ползучести проявляется в зависимости от промежутка времени, в течение которого наблюдается процесс деформации, от величины давления и температуры. В кристаллических монолитных горных породах ползучесть можно опреде-

лить только в масштабе геологических периодов времени. Ползучесть льда и мерзлых горных пород фиксируется в течение нескольких часов и суток, а осадочных горных пород за сутки и месяцы.

Явление ползучести и релаксации напряжений являются причиной оползней, селевых потоков, течения ледников. Известны случаи больших катастроф, связанных с оползнями, когда разрушались целые кварталы и даже города, транспортные пути. Наклон знаменитой Пизанской башни вызван ползучестью и осадкой пород. Сравнительно недавно удалось установить, что наклонные угольные пласты в одной из шахт Донбасса текут, то есть незначительно перемещаются во времени. Известны многочисленные случаи проявления ползучести горных пород в буровых скважинах.

Это, прежде всего, потери устойчивости пород в открытом стволе, смятие обсадных колонн, потери стволов при наклонном бурении. «Виновниками» ползучести чаще всего оказываются соленосные породы, многолетние мерзлые пласты пород, глинистые породы. Склонны к ползучести аргиллиты, глинистые сланцы, песчаники с глинистым цементом.

В общем виде график деформации во времени при ползучести изображен на рисунке 2.6 [13].

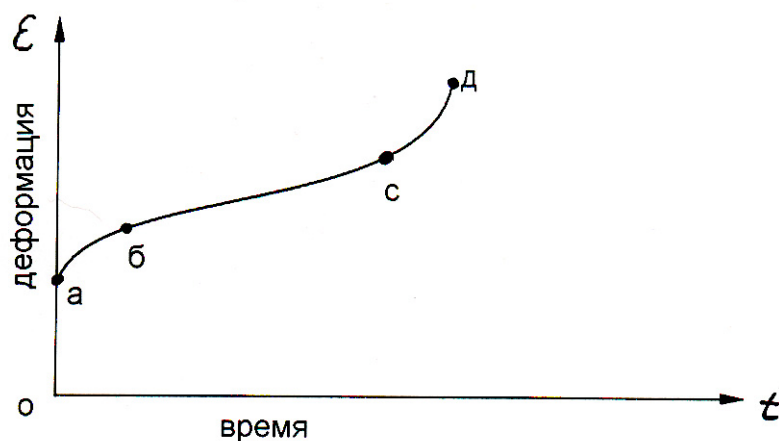


Рисунок 2.6 – График деформации во времени при ползучести

На рисунке четко прослеживаются три участка кривой:

- участок аб. Это процесс мгновенной деформации в момент нагружения породы;
- участок бс. Отражает установившееся состояние пластического течения (ползучесть);
- участок сд. Это период возрастания скорости деформации и момент разрушения породы.

Механизм ползучести разный у различных горных пород. Так, ползучесть глин и глинистых пород является следствием вводно-коллоидных связей в этих породах. Наличие водных пленок, окружающих пластинки

глины, позволяет сдвигать породу. Водные пленки играют роль смазочного материала, по которому ползут частицы минерального скелета.

Ползучесть песчаников и других осадочных пород, имеющих глинистый цемент, объясняется вязкими свойствами этого цемента, обеспечивающих текучесть пород.

В мерзлых породах роль цементирующего вещества играет лед, который вызывает ползучесть минерального скелета. Ползучесть соленосности пород определяется наличием в них солей. Эти горные породы начинают течь при весьма малых нагрузках, так как соли не имеют несущей способности и передают нагрузку так же, как жидкости.

Релаксация напряжений – это снижение (уменьшение) напряжений в породах при постоянной деформации. Явление релаксации характеризует период релаксации, т.е. время, в течение которого напряжение убывает в «е» раз ( $e = 2,72$  – основание натурального логарифма) [13].

Время релаксации (период) для основных осадочных пород в секундах равно [54]

Известняки –  $1,05 \cdot 10^5 - 10^{10}$ ;

Песчаники –  $(1,07 - 2,6) \cdot 10^5$ ;

Глинистые сланцы  $(2,6 - 34,5) \cdot 10^5$ ;

Плотные глины –  $(8,6 - 17,3) \cdot 10^5$ .

Для сравнения период релаксации напряжений льда и воды равен

Лед –  $10^2 - 10^3$ ;

Вода –  $10 - 11$ .

Интересно, что для воды период релаксации равен  $1 \cdot 10^{-11}$  с. Это значит, что при действии струи воды на твердое тело или каким-либо твердым телом на воду при времени взаимодействия, меньшем периоде релаксации, вода будет представлять себе как твердое упругое тело. Отсюда вытекает такая практическая задача, как увеличение периода релаксации буровых растворов, используемых для размыва, резки горных пород. Отмечено, что добавки в воду некоторых солей, песка несколько увеличивает период релаксации, что приводит к разрушению пород при меньших скоростях и давлении струи. Это реализовано, прежде всего, в эрозионном бурении, в гидropескоструйной перфорации и т.д.

Время релаксации льда составляет  $1 \cdot 10^2 - 10^3$  с и в пределах этого времени лед ведет себя как упругое тело. Например, он хрупко разрушается при быстром ударе. При большом же времени действия нагрузки лед течет подобно вязкой жидкости, как это происходит в ледниках. Аналогичное явление наблюдается у мерзлых пород.

При бурении разведочных скважин на нефть и газ, имеющих в геологических разрезах многолетнемерзлые породы, отмечено значительное число простаивавших скважин со смятыми обсадными колоннами.

Ползучесть оказывает влияние на уровень разрушающей нагрузки горных пород в случае длительного ее действия. Установлено, что чем

длительнее нагрузки, тем меньше проявляются у пород упругие свойства и больше пластичность. Прочность пород при длительном нагружении (длительная прочность) меньше прочности условно-мгновенной [13].

Для бурения скважин это явление приобретает важное значение в том смысле, что оставление открытым значительной части ствола скважины на продолжительное время встречается часто. При этом под воздействием знакопеременных нагрузок во время спуско-подъемных операций при колебаниях давлений промывочной жидкости, при нарушении термического режима пород на стенках скважины и физико-химическом воздействии буровых растворов, длительно воздействующих на горные породы, происходит уменьшение их прочности.

Это приводит к большим деформациям горных пород на стенках, к осыпям и обвалам.

В течение времени, в котором действует нагрузка, длительная прочность  $\sigma_{дл}$  уменьшается по определенной кривой и асимптотически приближается к предельному значению, которое называют пределом длительной прочности  $\sigma_{\infty}$ . Уменьшение длительной прочности  $\sigma_{дл}$  относительно мгновенной  $\sigma_o$  можно описать следующим уравнением [6]

$$\sigma_{дл} = \sigma_o \cdot \ln \frac{A}{t}, \quad (2.23)$$

где  $A$  – константа, определяющая стойкость горной породы;

$t$  – время приложения нагрузки.

Для большинства осадочных горных пород предел длительной прочности  $\sigma_{\infty}$  равен  $\sigma_{\infty} = (0,7-0,8) \sigma_o$ .

При длительном воздействии нагрузки уменьшается модуль Юнга  $E$ . Чаще всего соотношение модуля упругости при мгновенной нагрузке к модулю упругости при длительном воздействии нагрузок находится в соотношении

$$\frac{E}{E_{дл}} \approx 1,05 - 1,5.$$

По мнению Ржевского В.В. и Новика Г.Я. [6] с ростом напряжений и температуры существенно снижается время, в течение которого порода разрушается.

Установлено, что в основном на реологические процессы в породах влияют влажность, температура, давление [5]. Увлажненные глины, гипсы (рисунок 2.7), аргиллиты, алевролиты склонны к ползучести при напряжениях, которые во много раз меньше их предела текучести.



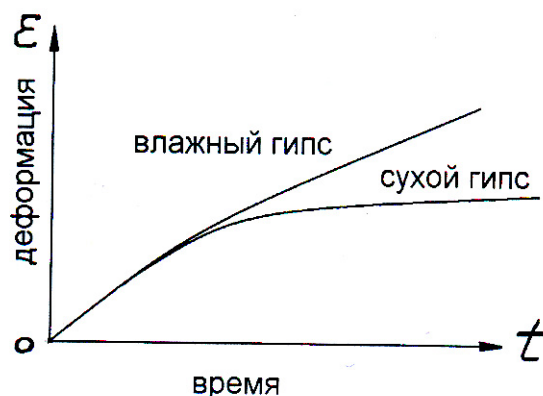


Рисунок 2.7 – График зависимости разрушения горной породы

При высоких температурах все горные породы будут течь. Увеличение температуры приводит к тому, что даже скальные кристаллические породы приобретают пластические свойства [15].

Увеличение сжатия пород (давления) увеличивают их пластичность. Вскрытие пластов на больших глубинах чревато осложнениями из-за ползучести пород, в том числе и твердых кристаллических пород фундамента. Особенно опасна здесь потеря ствола. Не случайно то, что при бурении сверхглубокой скважины СГ-3 Кольская очень часто случались потери ствола на глубинах 9600-10000 м, где залегают породы кристаллического фундамента.

В работе [15] отмечены случаи увеличения прочности глин при длительных нагрузках. Это упрочнение (консолидация) объясняется уменьшением пористости, выдавливанием из пор воды, образованием новых структурных связей и «залечиванием» микротрещин и дефектов.

Определение реологических свойств горных пород требует применения сложной испытательной аппаратуры. Лабораторные опыты по выявлению продолжительности процессов ползучести, релаксации напряжений, определению длительной прочности пород могут продолжаться от нескольких недель до нескольких лет. Причем во время этих длительных испытаний необходимо обеспечить обслуживание автоматических приборов, следящих за режимом испытаний и поддерживающих этот режим на необходимом уровне. Необходимость применения ускоренных методов определения реологических свойств горных пород очевидна. Одним из этих методов является метод структурных моделей, состоящих из простейших механических элементов, каждый из которых имитирует или упругие, или вязкие, или пластические свойства пород.

Законы деформирования этих элементов в определенной мере копируют законы деформирования горных пород. Необходимо также отметить, что математические зависимости, описывающие процесс деформации вы-

шеописанных элементов, давно разработаны в теоретической механике и сопротивлении материалов.

Упругие горные породы могут быть представлены моделью из упругой пружины (рисунок 2.8а). Такая модель называется телом Гука. Зависимость между напряжением  $\sigma$  и соответствующей деформацией  $\varepsilon$  прямо пропорциональна (рисунок 2.8б).

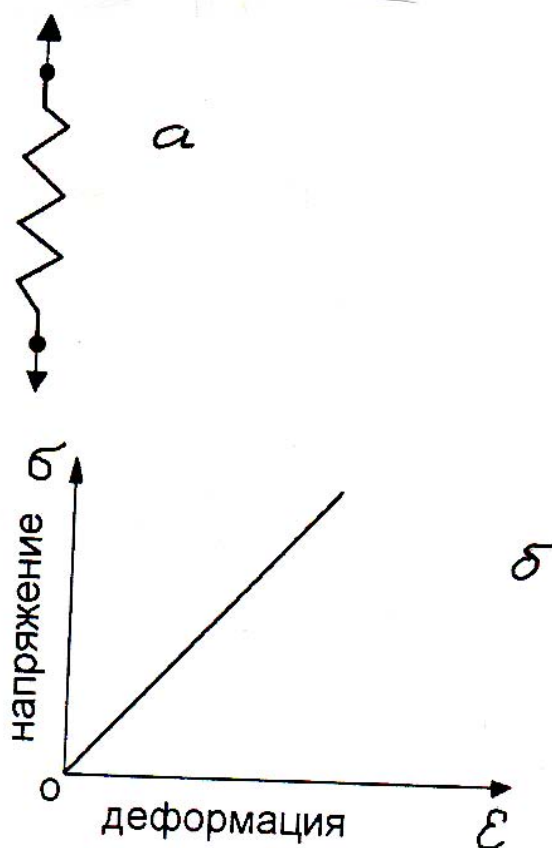


Рисунок 2.8 – Модель и зависимость упругой горной породы

Пружина деформируется в соответствии с законом Гука

$$\sigma = E \cdot \varepsilon, \quad (2.24)$$

где  $E$  - модуль продольной упругости.

Вязкая модель (тело Ньютона) представлена дырчатым поршнем в цилиндре с жидким маслом (рисунок 2.9 б).

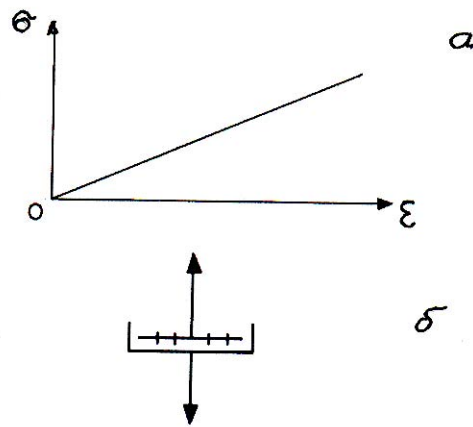


Рисунок 2.9 – Модель деформации и модель вязкой горной породы

Движение поршня в вязкой жидкости описывается кривой на рисунке 2.9а и уравнением

$$\sigma = \iota \frac{d\varepsilon}{dt}, \quad (2.24)$$

где  $\iota$  - коэффициент вязкости горной породы с разрушенной структурой,  $\frac{d\varepsilon}{dt}$  - скорость деформирования.

Пластичность горной породы и пластические деформации, протекающие при постоянной величине напряжений, превышающих сопротивление сдвигу моделируют площадкой с постоянных по величине сухим трением, не зависящим от нормальной силы (рисунок 2.10 а,б) модель пластичного тела называют еще телом Сен-Венана.

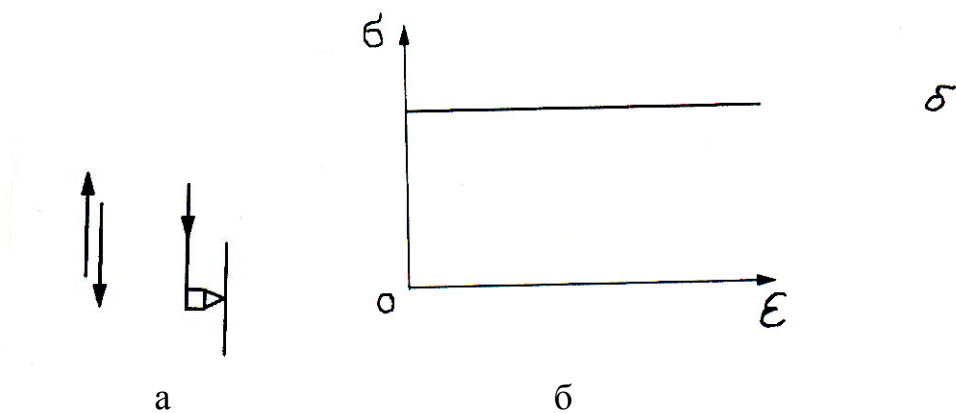


Рисунок 2.10 а,б – Модель пластичной горной породы и деформации

Комбинируя эти элементы, можно составлять более сложные механические системы, графики напряжений и деформаций которых во времени будут с той или иной точностью описывать реологические процессы для реальных горных пород, например, модель вязкопластичного тела Шведова-Бингама (рисунок 2.11).

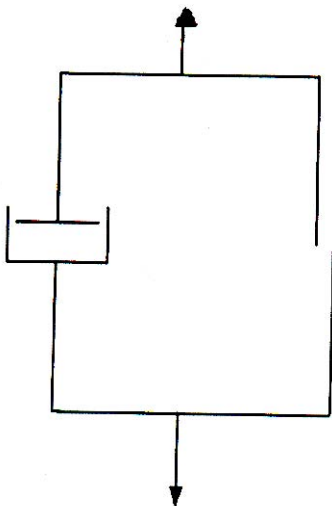


Рисунок 2.11 – Модель вязкопластичного тела Шведова-Бингама

Она используется при расчетах пород на длительную прочность, работающих на сдвиг. До тех пор, пока напряжение меньше сопротивления сдвигу в трущихся элементах, деформации не происходит. При преодолении его деформация может неограниченно возрастать, подчиняясь уравнению

$$\sigma_t = \sigma_s + \eta \frac{d\varepsilon_{ост}}{dt}, \quad (2.25)$$

где  $\varepsilon_{ост}$  - относительная необратимая (остаточная) деформация;  
 $\sigma_s$  - напряжения сдвига.

Известны также модели Кельвина - Фойгта (упруго-вязкое тело), Максвелла (упруго-вязкая модель), модель Пойнтинга-Томсона.

Представление горной породы в виде некоторой реологической модели позволяет математически правильно описать основную связь между напряжениями, деформациями в породах во времени.

Пластичностью является свойство горной породы необратимо изменять свою форму под действием нагрузки без разрушения. Пластичность возникает тогда, когда максимальное касательное напряжение  $\tau_{max}$  достигает определенного предельного значения  $\tau_s$ , называемого пределом текучести. Уравнение состояния можно записать так

$$\tau_{max} = \tau_s = const; \varepsilon_v = 0. \quad (2.26)$$

Это условие пластичности Треска-Сен-Венана.

По данным [4], пластическая деформация включает три группы подвижек:

- межзерновое скольжение;
- трансляция;
- перекристаллизация.

Межзерновое скольжение это смещение отдельных зерен породы относительно друг друга. Трансляция – скольжение одного слоя кристаллической решетки минерала относительно другого. Перекристаллизация включает искажение и изменение кристаллической решетки.

Пластические свойства породы определяются коэффициентом пластичности  $k_{пл}$ .

При проходке глубоких скважин необходимо четко выделять пластичные глины для их перекрытия более прочными обсадными трубами для предотвращения смятия колонн.

## 2.8 Твердость

Твердость занимает особое место среди механических свойств пород, поскольку для определения ее используется прием проникновения внутрь породы индентора, который в определенной степени моделирует разрушение породы острым инструментом.

В конце 19 века минералог Моос Ф. составил шкалу твердости минералов, расположив их в порядке увеличения относительной твердости от талька до алмаза.

Шкала включала десять ступеней. Минерал, занимающий в шкале определенное место, царапает все минералы с меньшим значением твердости и сам царапается расположенными выше минералами.

Шкала Мооса дает только относительную твердость. В количественном выражении твердость по Моосу не определяется, ограничиваясь сопоставлением относительной твердости с твердостью шлифования в воде по Розивалю.

В металловедении широко применяются методы определения твердости Ю. Бринеля и С. Роквелла, основанные на вдавливании в металл стального закаленного шарика или алмазного наконечника и стального шарика.

По Ю. Бринелю твердость определяется по отношению нагрузки на шарик к диаметру отпечатка на образце. Метод С. Роквелла предусматривает замер глубины проникновения индентора.

В первые в практике бурения определять твердость методом статического вдавливания индентора в горную породу предложили Энштейн Е.Ф. и Пичахчи Н.В. В качестве индентора был использован конус. Метод

не получил широкого распространения из-за трудностей замера во времени быстро изменяющейся площади контактной поверхности.

В настоящее время твердость пород по Шрейнеру Л.А. определяется нагрузкой на единицу площади штампа, при которой заканчиваются упругие и пластические деформации, которые завершаются полным хрупким разрушением участка пород под площадью штампа, т.е. в качестве меры твердости принята величина контактного давления, при котором напряжения в породе под штампом достигают предела прочности. Преимущество штампа с постоянной на время опыта площадью контакта перед вдавливаемым конусом предопределило широкое его применение. Используемые в опытах штампы представлены на рисунке 2.12

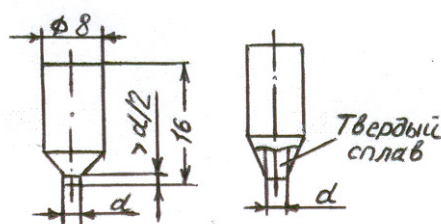


Рисунок 2.12 - Штампы

По рекомендациям Шрейнера Л.А. [5] для плотных и однородно-пористых пород применяются штампы площадью до  $2 \text{ мм}^2$ . При испытании пород с размером зерен более  $0,25 \text{ мм}$  рекомендуется использовать штампы площадью  $3 \text{ мм}^2$ , а в опытах с малопрочными и сильнопористыми породами рекомендуются штампы с контактной площадью  $5 \text{ мм}^2$  и более.

Определение твердости методом статического вдавливания штампа производится на специальных установках УМГП - 3 и УМГП - 4, на которых результаты опыта автоматически записываются на ленте, также на приборах, изготовленных на базе гидропресса рисунок 2.13.

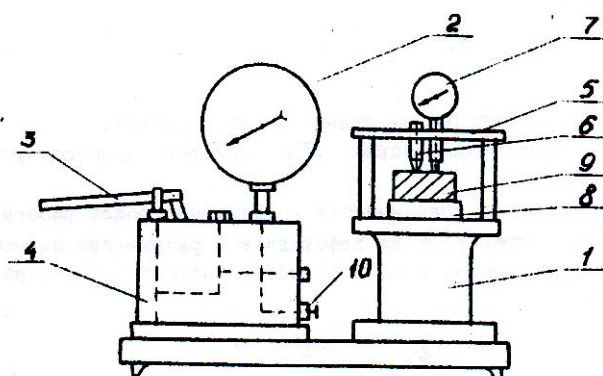


Рисунок 2.13 – Гидропресс

Штамп вдавливается под нагрузкой в образец породы, при этом фиксируются попарно нагрузка – глубина внедрения штампа в породу. Вдавливание продолжается до момента хрупкого разрушения породы и выкола лунки. После этого производится построение графиков зависимости нагрузки на штамп от глубины внедрения.

Шрейнер Л.А. определил, что все горные породы по характеру их “поведения” при деформации подразделяются на 3 группы: 1 - хрупкие, 2 – хрупко-пластичные, 3 – высоко-пластичные, сильнопористые, не дающие общего хрупкого разрушения. Каждая группа пород имеет характерный график деформации, по которым определяют твердость и некоторые другие механические свойства пород. На рисунке 2.14 а, б, в приведены графики деформации всех трех групп.

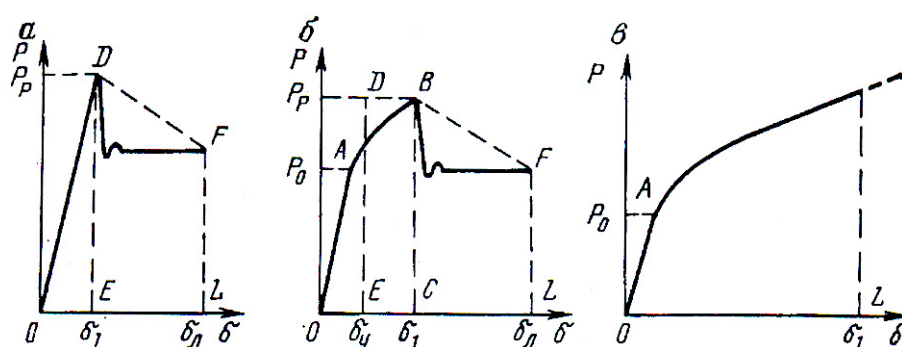


Рисунок 2.14 - Графики деформаций горных пород

На рисунке 2.14 а приведен график деформации хрупких пород. Зависимость  $\varepsilon = f(P)$  линейная. До момента разрушения (точка А) деформация только упругая. По максимальной нагрузке  $P_p$ , соответствующей моменту выкола лунки определяется твердость  $P_{ш}$

$$P_{ш} = \frac{P_p}{F}, \quad (2.27)$$

где  $F$ - площадь основания штампа.

График деформации хрупко-пластичных пород (рисунок 2.14 б) состоит из двух частей – упругой и пластичной. В области упругой деформации (участок ОА) деформация протекает быстрее. В точке А происходит переход упругих деформаций в пластические. На участке АВ происходит пластическая деформация породы. При ступенчатом нагружении штампа наступает интенсивная деформация, причем рост деформации каждый раз

продолжается некоторое время и после прекращения повышения нагрузки. Это так называемое пластическое течение. На графике этот участок характеризуется уменьшением угла наклона кривой деформации. В точке В происходит выкол лунки.

Твердость определяется аналогично первому графику.

$$P_{\text{ш}} = \frac{P_p}{F}. \quad (2.28)$$

В точке В наблюдается переход упругих деформаций в пластические. Это дает возможность по нагрузке  $P_0$ , соответствующей переходу деформаций, определить предел текучести породы  $P_T$

$$P_T = \frac{P_0}{F}. \quad (2.29)$$

За меру пластичности принимается отношение общей работы, затраченной до момента разрушения  $A_p$  (пропорциональной площади ОАВС) к работе упругого деформирования  $A_{\text{уп}}$  (пропорциональной площади ОДЕ) – это отношение называют коэффициентом пластичности  $K_{\text{п}}$ .

$$K_{\text{п}} = \frac{A_p}{A_{\text{уп}}} = \frac{\text{пл ОВАС}}{\text{пл ОДЕ}}. \quad (2.30)$$

Шрейнер Л.А. предложил считать работу упругого деформирования пропорциональной площади треугольника ОДЕ, то есть то, что упругие константы породы сохраняют свою величину и в области пластической деформации, для линию ОВ продолжил до линии  $AP_0$ , соответствующей выколу лунки. Высокопластичные, сильнопористые не дают общего хрупкого разрушения под штампом. За меру твердости и за начало разрушения условно принимается предел текучести  $P_T$ , соответствующий нагрузке  $P_0$  рисунок 2.14 в.

$$P_T = \frac{P_0}{F}. \quad (2.31)$$

Коэффициент пластичности условно принят равным бесконечности  $K_{\text{п}} = \infty$ .

На основе анализа материалов применение метода статического вдавливания штампа Шрейнером предложена классификация горных пород по твердости и пределу текучести (таблица 2.9).



Таблица 2.9 – Классификация горных пород по твердости и пределу текучести

Группа пород	Категория	$R_{ш}$ , МПа	$R_{т}$ , МПа
Мягкие	1	<100	<40
	2	100-250	40-110
	3	250-500	110-250
Средней твердости	4	500-1000	250-550
	5	1000-1500	550-850
Твердые	6	1500-2000	850-1200
	7	2000-3000	1200-1900
Крепкие	8	3000-4000	1900-2500
	9	4000-5000	2500-3500
Очень крепкие	10	5000-6000	3500-4200
	11	6000-7000	4200-5100
	12	>7000	>5100

Классификация горных пород по пластичности приведена в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Классификация горных пород по пластичности

Категория	1	2	3	4	5	6
$K_{пл}$	1	1-2	2-3	3-4	4-6	6-∞

Первая категория включает хрупкие горные породы, вторая, третья, четвертая, пятая хрупко-пластичные, а в шестой – высоко-пластичные и сильнопористые.

## 2.9 Абразивность

Производительность бурения скважин во многом определяется совершенством конструкции породоразрушающего инструмента, его износом и стойкостью. Стойкость долот и бурильных головок определяются работоспособностью вооружения, промывочных узлов, а для шарошечных долот и износом опор. Износ долот зависит от следующих факторов [5, 6, 9, 10]:

- состава, твердости и абразивности горных пород;
- кинематики и динамики долота;
- материала и конструкции рабочих элементов долота, промывочных узлов, а для шарошечных долот материала и конструкции шарошек и опор;
- температуры горных пород на забое;
- компоновки низа бурильной колонны;

- режима бурения, в том числе таких параметров, как осевая нагрузка, частота вращения, расход бурового раствора, состав и свойства его, в частности, смазочные и охлаждающие.

Основное влияние на износостойкость оказывает абразивность. Это способность породы на забое скважины и бурового шлама изнашивать элементы долота, в том числе его вооружения.

Слово абразивность, происходит от латинского слова “abrasio”, что означает соскабливание.

Необходимо отметить, что механизм износа шарошечных долот в процессе бурения существенно отличается от микрорезания и снятия тонкой стружки с поверхностей элементов долота. Соскабливание, как таковое, возможно при бурении долотами с фрезерованным вооружением в твердых породах, включающих зерна кварца, которые имеют твердость большую, чем твердость зубьев. В этом случае возможно внедрение кварцевых зерен в тела зубьев и микрорезания их рабочей поверхности.

При бурении в глинистых, сульфатных и карбонатных породах, имеющих твердость значительно меньшую, чем твердости пород, механизм износа вооружения шарошечных долот существенно отличается от микрорезания. При разрушении пород около 90 % подведенной к забою мощности переходит в тепло, вследствие чего рабочие элементы долота в точках контакта с породой мгновенно разогреваются до температур 800-1200 °С. Вспышки температур столь же мгновенно охлаждаются буровым раствором. Таким образом, материал вооружения претерпевает фазовые превращения и значительный износ.

Износ алмазных долот истирающе-режущего типа, долот с алмазно-твердосплавными пластинами режуще-скалывающего действия, долот типа ИСМ и лопастных в определенной степени соответствует понятию «соскабливание», так как в основе этих долот лежат элементы резания-скалывания при постоянном контакте рабочих элементов долота с горной породой. Истирание (соскабливание) постоянно сопутствует процессу разрушения породы.

Абразивные свойства горных пород определяются их литолого-петрографическими и механическими показателями. Такие характеристики, как твердость зерен породы, прочность связи между ними, их форма и размер, пористость и степень неоднородности пород представляют собой неуправляемые природные факторы, как бы в чистом виде характеризующие абразивность.

Твердость зерен породы увеличивает абразивность. Все горные породы с основным породообразующим минералом кварцем, отличаются высокой абразивностью. Это относится и к породам, у которых твердость зерен значительно выше твердости цемента. В этом случае при слабом цементе твердые зерна легко обнажаются, что способствует большому абра-

живному износу инструмента. Прочность связи между зернами горных пород влияет двояко:

- при большой прочности связи каждое зерно производит большую работу по абразивному износу до момента вырыва его из массива;

- большая прочность связи затрудняет обновление абразивной поверхности. Затупившиеся зерна не выпадают, поверхность породы становится гладкой, поэтому износ уменьшается.

Чем легче отделяются зерна, тем быстрее обновляется абразивная поверхность и тем выше абразивный износ. Чем меньше будет прочность связи и зерна будут отрываться еще острыми, тем меньше будет абразивный износ.

Форма зерен: остроугольные зерна более абразивны; окатанные – менее абразивные. Максимальные абразивные свойства имеют равномерно-зернистые породы.

Размер зерен влияет на абразивный износ через шероховатость горных пород. Большой размер зерен способствует большему абразивному износу. Зерна оставляют на инструменте более глубокие царапины.

Пористость пород увеличивает шероховатость поверхности, поэтому абразивный износ больше. Некоторые породы (туфопесчаники) имеют незначительную твердость, но высокую абразивность.

Степень неоднородности пород: при равной твердости полиминеральные породы более абразивны, чем мономинеральные. Например, породы, содержащие кварц в качестве структурного элемента (граниты, гранодиориты), более абразивны, чем мономинеральные породы, содержащие один кварц.

Это объясняется тем, что в полиминеральных породах менее прочные и твердые минералы (полевые шпаты, слюды) разрушаются относительно легко, а обнаженные зерна кварца более интенсивно изнашивают инструмент.

В мономинеральных породах разрушение происходит более равномерно, отсутствуют выбоины от разрушения менее твердых материалов, удельные контактные давления уменьшаются и износ снижается.

Влажность пород понижает твердость пород. При насыщении водой заметно снижается прочность пористых пород и пород, содержащих глину (глинистые сланцы, песчаники с глинистым цементом). Уменьшение твердости и прочности пород снижает их абразивную способность.

По степени абразивности кристаллические горные породы можно расположить так: гипс < барит < доломиты < известняки < кремнистые породы < железистомагнезиальные породы < кварц и кварциты.

Из обломочных наиболее абразивны кварцевые песчаники и алевролиты. При одинаковом минералогическом составе абразивность обломочных пород обычно выше абразивности кристаллических горных пород. Это обусловлено характером шероховатости поверхности трения.

Чем больше пористость, крупнее обломки и остроугольнее их форма, тем больше шероховатость обломочной породы. С увеличением шероховатости уменьшается реальная площадь контакта металла с породой, возрастает контактное давление, которое может достигать твердости металла.

Абразивность обломочных пород возрастает с увеличением содержания в них кварца и уменьшением прочности цемента, связывающего минеральные зерна.

По данным Спивака А.И. [5, 10] среда (промывочные агенты), в которой изучается абразивный износ имеет существенное значение. Из основных факторов влияния среды необходимо отметить следующие:

- теплофизические свойства среды, то есть охлаждающая способность ее отводить тепло от рабочих элементов долота;
- смазочные свойства среды.

Охлаждающая способность промывочных агентов зависит от теплоемкости, теплопроводности, вязкости и плотности. По способности охлаждать буровые агенты располагаются в ряд в порядке уменьшения этой способности:

- минерализованная вода;
- пресная вода;
- буровые растворы с небольшим содержанием твердой фазы;
- буровые растворы вязкие с большим содержанием твердой фазы;
- растворы на углеводородной основе;
- воздух.

Смазочная способность промывочных агентов также оказывает большое влияние на абразивный износ. Высокие смазывающие способности растворов обеспечиваются благодаря так называемому «третьему телу», образуемому на поверхности пары рабочий элемент долота – горная порода. Введение в буровой раствор специальных добавок предупреждает прихваты буровых и обсадных колонн, уменьшает износ породоразрушающего инструмента, увеличивает нагрузку на долото при сохранении забойной мощности двигателя.

Для определения абразивности горных пород разработаны следующие установки [6, 9,10]:

- Эпштейном Е.Ф. и Пичахчи Н.В. на основе изнашивания твердосплавного резца о горную породу. За меру абразивности принималось отношение объемного износа резца, охлаждаемого дистиллированной водой, к единице сил трения;
- Сиверсом Х., определявшим абразивность по линейному износу двух параллельно размещаемых стержней (штифтов) из малоуглеродистой термически необработанной стали. Стержни размещены в виде вилки;
- Шефердом Р., положившим в основу метода весовой износ латунного стержня;

- Шрейнером Л.А., Баландиным П.С., Спиваком А.И., использующим для определения абразивности пород износ вращающегося стального или твердосплавного диска (кольца). Ранее этот метод применялся для определения износа металлов в методах и установках Баушингера и Савин-Шкода.

Позднее эта установка усилиями Спивака А.И., Попова А.Н., Конесева Г.В. была существенно модернизирована (модели АИ-2 и АИ-3).

- Голубинцевым О.Н. разработан комбинированный прибор МАС для определения абразивности с одновременной оценкой твердости пород в массиве методом сверления. За показатель абразивности автор принимает приращения величины осевого усилия на один оборот сверла;

- Бароном Л.Н., Кузнецовым А.В., предложившим определять абразивность пород по весовому износу эталонного стержня. К данному методу мы еще вернемся позднее;

- Алексеев Ю.Ф. использовал для оценки абразивности горных пород гидropескоструйную установку. Подобный метод ранее был применен Кольченко А.В. За меру абразивности принимался весовой износ стальной пластинки (мг), на которую направлялась струя из гидромониторной насадки с водой и раздробленной горной породой.

Следует также отметить экспериментальную установку АИ-4, разработанную Спиваком А.И., Поповым А.Н., Трушкиным Б.Н., принцип действия которой наиболее полно соответствует модели работы шарошечного долота на забое. Несмотря на очевидные преимущества метод не нашел широкого применения в бурении нефтяных и газовых скважин вследствие существенного недостатка. Определение абразивности пород может проводиться только на блоке горных пород. Исследования горных пород на кернах невозможно. Метод Барона Л.И. и Кузнецова А.В., в основе которого положен износ эталонного стержня о необработанную поверхность образца в меньшей мере моделирует процесс разрушения пород при бурении всеми видами породоразрушающего инструмента, но отличается простотой установки и возможностью проведения опытов в условиях геолого-разведочных экспедиций и управлений буровых работ. Метод получил сравнительно широкое распространение.

Рассмотрим устройство установки и порядок проведения опыта. Схема установки и общий вид приведены на рисунках 2.15 а,б.

Установка включает следующие узлы: тисы 1 и прокладки 2 для фиксации образца горной породы 3, эталонный стержень из некаленной стали серебрянки 4, патрон 5 для крепления эталонного стержня, корпус установки 6 и шпиндель 7, шарикоподшипник упорный 8, дополнительный груз 9, клиноремennая передача 10 и электродвигатель 11.

На фотографии общего вида установки показана модификация с нижним размещением груза.

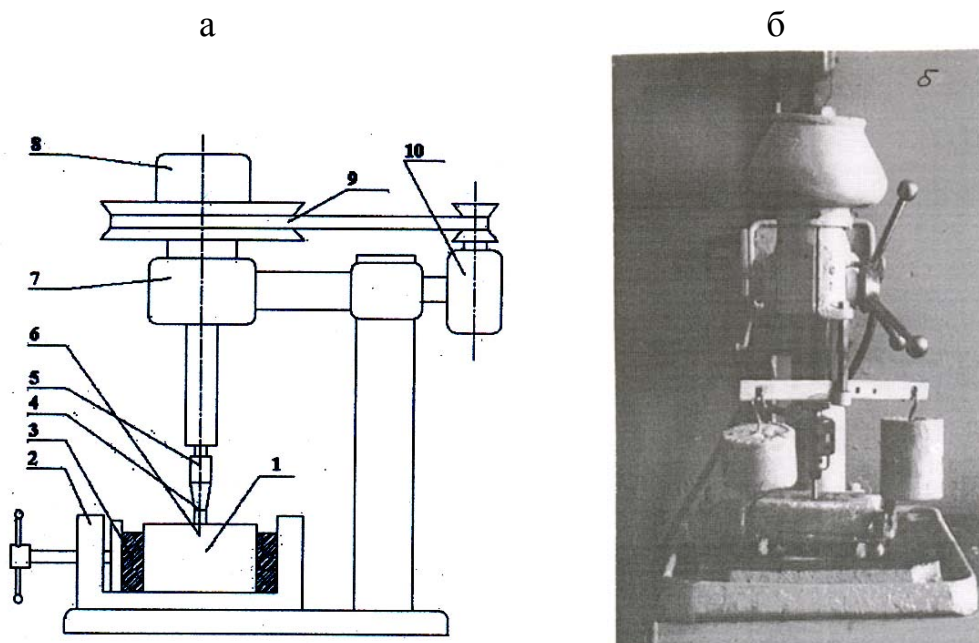


Рисунок 2.15 – Установка для определения абразивного износа

Испытания проводятся при следующих режимных параметрах. Осевая нагрузка 150 Н (15 кг), скорость вращения стержня  $6,7 \text{ с}^{-1}$  (400 об/мин), длительность опыта 10 мин, диаметр стержней 0,008 м (8 мм), их длина 0,07 м (70 мм). Для равномерного износа стержня, во всех породах, в одном из его торцов высверливается отверстие диаметром 4 мм и глубиной 10-12 мм (торцовые поверхности перпендикулярны к оси).

Образец породы должен иметь массы в пределах от 0,1 до 2 кг и при закреплении его в тисках верхняя поверхность образца должна занимать горизонтальное положение. Методика испытаний предусматривает истирание стержней на естественной поверхности образцов.

Подготовка опыта заканчивается взвешиванием стержня с точностью до 0,1 мг.

Стержень закрепляется в патроне шпинделя и опускается на поверхность образца породы, включается электродвигатель установки и в течение 10 мин осуществляется истирание стержня о породу. Нагрев стержня должен быть не более  $200-220^{\circ}\text{C}$  (соломенно-желтый цвет побежалости). Затем установка выключается, стержень в патроне переворачивается и опускается на новый участок рабочей поверхности образца. В течение 10 мин производится истирание второго конца эталонного стержня.

Необходимость проведения парного опыта объясняется стремлением уменьшить возможное расхождение конечных результатов путем усреднения полученных данных. Установлено, что в малоабразивных породах износ стержней цилиндрической формы больше, чем у стержней с кольцевой формой, в то время как на полиминеральных породах больше изнашиваются стержни второго вида.

После окончания опыта стержень очищается от продуктов разрушения, промывается, сушится на воздухе в течение 10-15 мин и взвешивается. Показатель абразивности горной породы  $a$  определяется по формуле

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n q}{2n}, \quad (2.32)$$

где  $q$  - уменьшение веса эталонного стержня, мг;  
 $n$  - число парных опытов.

По величине  $a$  определяется характеристика и класс породы по абразивности (таблица 2.11).

Таблица 2.11 - Классификация горных пород по абразивности по Л.И. Барону

Класс абразивности	Наименование класса	Показатель абразивности, мг	Характеристика породы
I	Весьма малоабразивные	До 5	Известняки, каменная соль, мрамор
II	Малоабразивные	5-10	Аргиллиты, глинистые сланцы
III	Ниже средней абразивности	10-18	Тонкозернистый песчаник, окремнелый известняк
IV	Среднеабразивные	18-30	Кварцевый и аркозовый тонкозернистый песчаник, диабаз, окварцованный известняк
V	Выше средней абразивности	30-45	Кварцевый и аркозовый средне- и крупнозернистый песчаник, диорит, гнейс, габбро
VI	Повышенной абразивности	45-65	Гранит, кварцевый и окварцованный сланец, гнейс
VII	Высокоабразивные	65-90	Порфирит, диомит, гранит, сленит
VIII	В высшей степени абразивности	>90	Корундосодержащая порода

На основе описанного метода Барон Л.И. разработал шкалу для определения абразивности по методу истирания эталонного стержня о горную породу, но и предложил классифицировать все горные породы, разделив их на восемь классов. В таблице 2.11 приведена эта классификация, объединенная со шкалой определения абразивности в лабораторных опытах. Из таблицы следует, что осадочные породы нефтяных и газовых ме-

сторождений занимают по абразивности I-V классы. Следует также отметить то, что диапазон исследованных пород в классификации Барона Л.И. включает преимущественно магматические и метаморфические породы.

## **2.10 Физико-механические свойства горных пород нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири**

В таблицах 2.12 и 2.13 представлены геологические разрезы и физико-механические свойства горных пород по Сургутскому своду и Уренгойской группе месторождений.

### **Список литературы**

- 1 Ильницкая Е.И. Свойства горных пород и методы их определения.- М.: Недра, 1973.
- 2 Кобранова В.Н. Петрофизика.- М.: Недра, 1986.
- 3 Лапинская Т.А. Основы петрографии /Т.А. Лапинская, Б.К. Прошляков.-М.: Недра, 1981.- 232 с.
- 4 Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта: Учеб. для вузов /Ш.К. Гиматудинов Ш.К., А.И. Ширковский.- М.:Недра, 1982.- 311 с.
- 5 Спивак А.И. Разрушение горных пород при бурении скважин /А.И. Спивак, А.Н. Попов.- М.: Недра, 1994.
- 6 Ржевский В.В. Основы физики горных пород /В.В. Ржевский, Г.Я. Новик.- М.:Недра, 1978.- 390 с.
- 7 Абрамсон М.Г. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений /М.Г. Абрамсон, Б.В. Байдюк, В.С. Зарецкий и др. – М.:Недра, 1984.- 207 с.
- 8 Сулакшин С.С. Технология бурения геологоразведочных скважин.- М.: Недра, 1973.- 320 с.
- 9 Голубинцев О.Н. Механические и абразивные свойства горных пород и их буримость. – М.:Недра, 1968.- 198 с.
- 10 Спивак А.И. Абразивность горных пород.-М.: Недра, 1972.- 240 с.
- 11 Добрынин В.М. Петрофизика: Учебник для вузов/ В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников.- М.: Недра, 1991.- 368 с.
- 12 Кулиев С.М. Температурный режим бурящихся скважин /С.М. Кулиев, Б.И. Есьман, Г.Г. Габузов -М.: Недра, 1968.- 186 с.
- 13 Бакланов И.В. Механика горных пород /И.В. Бакланов, Б.А. Картозия.- М.: Недра, 1975.- 271 с.
- 14 Кацауров И.И. Механика горных пород.- М.: Недра, 1981.- 168 с.
- 15 Авчян Г.М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах.- М.: Недра, 1972.- 144 с.



16 Тюменская сверхглубокая скважина (интервал 0-7502 м). Результаты бурения и исследования. Сборник докладов. - Пермь: КамНИИКиГС, 1996.- 376 с.

Таблица 2.12 – Геологический разрез и физико-механические свойства горных пород по Сургутскому своду

Свита	Горная порода	Интервал, м	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Пористость, %	Глинистость, %	Твердость		Абразивность
						по штампу средней МИА	категория	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Четвертичные отложения, Журавская, Ново-Михайловская, Атлымская, Тавдинская	Глины, пески, алевролиты	0-435	1850-2200	30-35	200-270	2	3	15-20
Люлинворская	Глины диатомитовые, глины опоквидные	435-630	1850-2200	32	150-250	2-3	1-3	95-100
Талицкая	Глины монтмориллони	630-720	2000	32	180	2	1-3	95-100

Продолжение таблицы 2.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	товые							
Ганькинская	Глины	720-780	2000	32	645	4	2	95-100
Березовская	Глины пес- чан.	780-830 830-915	2200	28	700 830	4 4	2 6	90-95
Кузнецов- ская	Глины алевроли- товые	915-935	2200	28	440	3	4	95-100
Покурская	Песчаник глинистый	935-1270	2000	25	750	4	7	95
	Алевролит	1270- 1380	2250	26-30	415	3-4	5	95
	Песчаник глинистый	1380- 1470	2200-2300	-	750	4	7	25
	Алевролит	1470- 1670	2200-2300	-	330	3	5	25
Черноре- ченская	Песчаник	1670- 1780	2200-2300	-	675	4	7	25
Алымская	Глина алевроли- тистая	1780- 1890	2200-2300	-	280	2	4	95-100
Вартовская	Песчаник нефтена- сыщенный	1890- 1970	2200-2300	-	660	4	7	25
	Песчаник глинистый	1970- 2080	2200-2300	-	675	4	7	30

Продолжение таблицы 2.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Глина известковая	2080-2110	2200-2300	-	340	3	2	95
	Песчаник нефтенасыщенный	2120-2210	2200-2300	15-20	675	4	7	25
	Глина	2210-2280	2200-2300	-	335	3	2	95
	Песчаник нефтенасыщенный	2230-2320	2200-2300	15-20	530	4	7	25
Мегионская	Глина	2320-2340	2200-2300	-	440	3	2	95-100
	Песчаник нефтенасыщенный	2340-2430	2200-2300	15-20	595	4	7	25
	Глина	2430-2560	2200-2300	15-20	655	4	2	95
	Песчаник нефтенасыщенный	2560-2650	2300-2500	12-18	670	4	7	25
Баженовская	Аргиллит нефтенасыщенный	2650-2670	2300-2500	12-18	830	4	3	95
Васюганская	Песчаник	2670-2700	2300-2500	15-20	1240	5	7	25

Продолжение таблицы 2.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Глина	2700-2730	2300-2500	12-18	970	4	2	95
Тюменская	Песчаник	2730-2760	2300-2500	15-20	800	4	7	25
	Глина	2760-2810	2300-2500	12-18	950	4	2	95
	Песчаник	2810-2835	2300-2500	15-20	715	4	7	25
	Глина	2835-3000	2300-2500	12-18	550	4	2	95

З

Таблица 2.13 – Геологический разрез и физико-механические свойства горных пород по Уренгойской группе месторождений

Стратегическое подразделение	Интервал, м	Горная порода	Коэффициент пластичности	Глинистость, %	Проницаемость, мД	Пористость, %	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Категория твердости	Категория абразивности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Четвертичные отложения	0-70	Глины, пески	6-00	15-20	-	35	1800	2-4	5

Продолжение таблицы 2.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тавдин- ская сви- та	70- 158	Глины, пески, алевро- литы	6-00	15-20	-	35	1800	2-5	5-6
Люлин- ворская свита	158- 308	Глины, опоки	6-00	95-100	-	30-35	1800	2-4	2-6
Тибейсе- линская свита	308- 623	Глины, пески	6-00	25-30	-	32	1800	2-4	2-6
Ганькин- ская сви- та	623- 982	Глины алевро- литистые	4-6	90-100	-	28	2000	3-4	4
Березов- ская сви- та	982- 1312	Глины опоко- видные	4-6	95	-	25-20	1900	3-4	4-5
Кузне- цовская свита	1312- 1380	Глины аргилли- топодоб- ные	4-6	95-100	-	20	2200	3-4	4

Продолжение таблицы 2.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Покур- ская сви- та	1380- 2324	Глины, песчани- ки, алев- ролиты	1,1-6	25	100-500	25	2100	4-6	2-7
Вартов- ская сви- та	2324- 3180	Песчани- ки, алев- ролиты, аргилли- ты	1,1-6	40-60	100-300	15-20	2200	4-6	3-7
Мегион- ская сви- та	3180- 3783	Песчани- ки, алев- ролиты, аргилли- ты	1,1-4,5	40-60	100-300	15-20	2500	4-6	3-7
Баженов- ская сви- та	3783- 3844	Песчани- ки, алев- ролиты, аргилли- ты	1,8-4,5	40-60	0,3-100	12-18	2500	4-6	3-7

Примечание. Интервалы глубин уточнены по разрезу скважины СГ-6 Тюменской.

## **3 ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ**

### **3.1 Общие сведения**

#### **3.1.1 Введение**

Важные проблемы, стоящие перед работниками отрасли народного хозяйства страны, осваивающей минерально-сырьевые ресурсы, возможно при применении высокоэффективного бурового инструмента и передовой технологии строительства нефтяных и газовых скважин. Великий русский ученый М.В. Ломоносов так определил эти проблемы: «Велико это дело заглядывать разумом во глубины земные». За сравнительно короткий промежуток времени породоразрушающий буровой инструмент, используемый на нефтяных и газовых промыслах, существенно изменился на основе широкого применения научных достижений отечественных исследователей и опыта передовых зарубежных компаний производителей буровых долот. В настоящее время в бурении широко используются высокопроизводительные долота и бурильные головки лучших буровых компаний мира, таких как «Хьюз тул компани», «Смит Тул компани», «Рад Тул компани», Хейкалог», «Кристенсен» и др.

На российских заводах ОАО «Волгобурмаш», НПП «Буринтех», ОАО «Уралбурмаш» проведена существенная перестройка техники и технологии изготовления долот с учетом зарубежного опыта.

В результате на нефтяные и газовые промыслы приходят все новые типы шарошечных долот, алмазно-твердосплавный инструмент, новые гидравлические двигатели для их привода.

Все это определяет необходимость того, чтобы каждый инженер хорошо знал конструкцию, ассортимент отечественного и зарубежного породоразрушающего бурового инструмента (ПБИ). Должно быть нормой знания основных особенностей видов и типов ПБИ, знания о порядке выбора долот и бурильных головок и привязка их к определенным породам геологического разреза, умение рационально отрабатывать ПБИ в соответствующих геолого-технических условиях.

#### **3.1.2 Общие понятия, параметры и классификации ПБИ**

К ПБИ следует отнести буровые шарошечные, лопастные, алмазные долота, бурильные головки для отбора керна, а также вспомогательный (специальный) инструмент.

По назначению ПБИ классифицируется на 3 класса:

1 Для бурения сплошным забоем. Это буровые долота. Благодаря тому, что долото разрушает горную породу по всей площади забоя, удается применить рабочие элементы, позволяющие создать на забое значительные осевые нагрузки и наибольший крутящий момент.



2 Для бурения глубоких скважин на нефть и газ кольцевым забоем с образованием в центре столбика (колонки) горной породы, называемого керном. В этом случае в качестве ПБИ применяются бурильные головки. Для бурения разведочных скважин на твердые полезные ископаемые, для проходки структурно-поисковых и гидрогеологических скважин глубиной до 500-600 м нередко ведется непрерывный отбор керна. В этом случае способ бурения называют колонковым, а в качестве ПБИ применяют буровые коронки.

3 ПБИ специального (вспомогательного технологического) назначения. К этой группе относят расширители, разрушающие горную породу при увеличении диаметра скважины, а также калибраторы, стабилизаторы, центраторы, которые частично участвуют в разрушении породы на стенках скважины, выполняя также основную цель опорно-центрирующего ПБИ.

К специальным инструментам относят пикообразные долота, применяемые для расширения суженных участков скважин и разбуривания цементных мостов. Для последней цели применяют также твердосплавные долота. При разбуривании боковых стволов применяют ряд специальных долот-фрезеров.

Некоторые специалисты к этому классу ПБИ причисляют буровые амортизаторы, шламоулавливающий, а также отклоняющий и противоприхватный, включаемый в состав компоновки низа, бурильной колонны, инструмент.

По конструктивному исполнению различают шарошечные, лопастные, алмазные, твердосплавные, алмазно-твердосплавные, типа ИСМ долота и бурильные головки.

По характеру воздействия рабочих элементов ПБИ на горную породу при ее разрушении долота и бурильные головки подразделяются на следующие группы:

- режуще-скалывающие (РС);
- истирающе-режущие (ИР);
- дробяще-скалывающие (ДС);
- дробящие (Д).

Схема разрушения горной породы инструментом режуще-скалывающего действия представлена на рисунке 3.1. Лопасть или резец алмазно-твердосплавного долота перемещается по забою со скоростью  $V_0$ , срезает слой породы толщиной  $\delta$ , при этом элемент лопасти вдавливаются в горную породу осевой нагрузкой с силой  $P_z$  и перемещаясь, срезает породу с силой  $P_\theta$ .

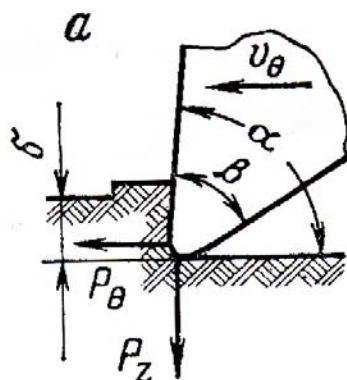


Рисунок 3.1 - Схема разрушения горной породы инструментом режуще-скалывающего действия

Истирающе-режущие инструменты, имеющие рабочий элемент в виде алмазного зерна разрушает горную, вырезая в забое круглую канавку под действием сил  $P_v$  и  $P_\theta$  (рисунок 3.2). Происходит микрорезание породы или ее истирание. Это, прежде всего алмазные долота и бурильные головки, а также ПБИ на основе сверхтвердого материала «Славутич». К этой группе следует отнести фрезерные долота, ныне почти не используемые для бурения, кроме такого инструмента, как арбузный фрезер, применяемого для зарезки окон при проходке боковых стволов.

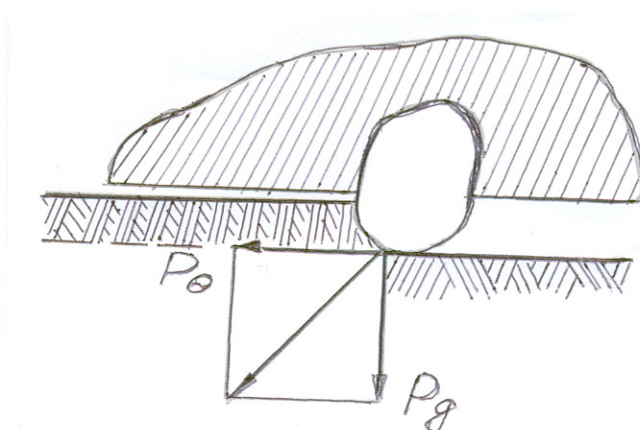


Рисунок 3.2 – Круглая канавка в забое под действием сил  $P_v$  и  $P_\theta$

К инструментам режуще-скалывающего действия относят двух и трехшарошечные долота. Зуб шарошечного долота (рисунок 3.3), у которого ось шарошки смещена вправо относительно предполагаемой оси, проходящей через центр долота, вдавливается в горную породу с силой  $P_z$  на глубину  $\delta$  и одновременно скользит со скоростью  $V_\theta$  и угловой скоростью  $\omega$ .

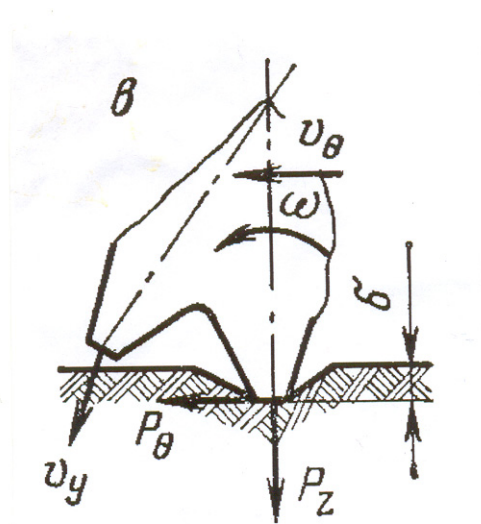


Рисунок 3.3 – Зуб шарошечного долота

При скольжении зуб преодолевает сопротивление породы скалыванию силой  $P_\theta$ . Соседний в венце шарошки зуб, наносит удар, двигаясь с предупредной скоростью  $V_y$ , равной  $V_y = V_\theta + V_\omega$ . В последующем вся нагрузка перемещается на второй зуб, а первый выходит из контакта с породой. К инструментам дробящего действия относят долота одноконусные без смещения осей шарошек и многочисленные инструменты для ударно-поворотного бурения шпуров и взрывных скважин в горно-рудной промышленности. Разрушение происходит при нанесении по забою прямых ударов со скоростью  $V_y$  и массой инструмента  $m$  (рисунок 3.4)

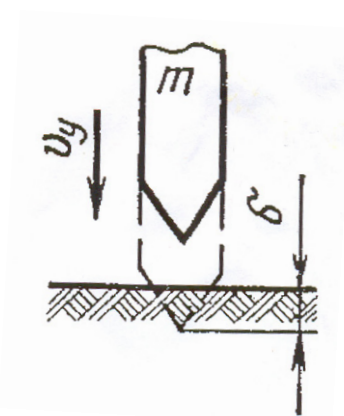


Рисунок 3.4 – Нанесение по забою прямых ударов со скоростью  $V_y$  и массой инструмента  $m$

При этом в породе выбивается канавка глубиной  $\delta$ . При поражении забоя зубком шарошечного долота с несмещенными осями выкалывается концентрическая лунка.

К этой группе ПБИ относят долота Т, ТЗ, К, ОК, имеющих минимальный размер правого смещения осей шарошек (1 мм) или выпускаемых вообще без смещения. В этом случае шарошка прокатывается по забою в режиме «чистого качения», разрушая горную породу дроблением. Дробящий инструмент применяется также при бурении скважин и шпуров в шахтах ударным и ударно-поворотным способами.

Справедливости ради необходимо отметить то, что первое шарошечное долото, разработанное Говардом Хьюзом в 1909 г., было двухшарошечным, у которого одноконусные без смещения осей шарошки разрушали горную породу методом вдавливания зуба шарошки в породу с дроблением. Двухшарошечные долота будут нами рассмотрены ниже. В горнорудной промышленности широко применяются устройства дробящего действия для бурения шпуров и скважин в монолитных и трещиноватых твердых абразивных породах, называемые буровыми коронками

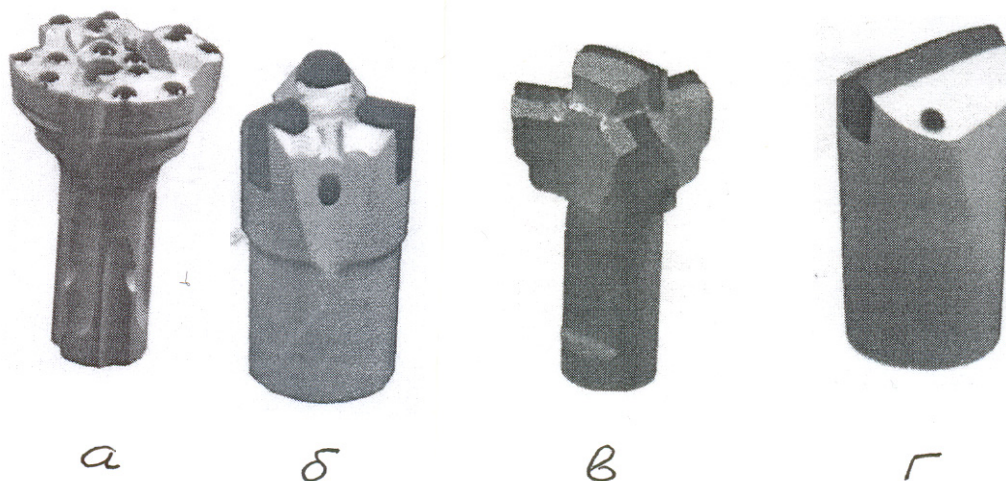


Рисунок 3.5 – Буровые коронки типов КНШ (а, б), КТШ (в), КПД (г)

На рисунках 3.5 а, б, в, г изображены буровые коронки типов КНШ (а, б), КТШ (в), КПД (г), предназначенные для бурения ударным и ударно-поворотным способом.

### 3.1.3 Технологические параметры породоразрушающего бурового инструмента

Основные параметры ПБИ включают данные, по которым оценивается его эффективность и степень надежности. Это, прежде всего следующие показатели:

- проходка на долото или бурильную головку является важнейшим параметром при анализе отработки ПБИ, то есть при оценке эффективности новых конструкций или для определения эффекта в модернизации отдельных базовых инструментов. В бурении постоянно используют этот па-

параметр для оценки изменений параметров режима бурения. Проходка на долото или бурильную головку определяется как длина ствола скважины, пробуренная ПБИ до его полного износа в метрах;

- стойкость инструмента в часах (долговечность) является также важнейшим параметром, определяющим его работоспособность. Фактический срок работы в трудных забойных условиях определяют возможность наибольшего времени нахождения долота на забое, что является главным требованием при разработке мероприятий повышения производительного времени. С увеличением глубины скважины возрастает значимость этого параметра. На первый план выходит инструмент с большим сроком работы на забое, позволяющий уменьшить время на спуско-подъем бурильной колонны, которые являются технологически необходимыми операциями, но уменьшающими производительность работ. На буровых работах в Западной Сибири условно принято считать, что с глубины 2000 м стойкость долот становится основным параметром. Необходимо отметить, что проходка на ПБИ и стойкость инструмента являются первичными показателями;

- важным параметром ПБИ является механическая скорость бурения (м/ч). Это средняя скорость разрушения горных пород. Она равна проходке на инструмент, отнесенной к времени механического бурения. Изменение механической скорости связано с износом вооружения ПБИ, изменением механических свойств горных пород и сохранении неизменной осевой нагрузки на долото к концу рейса при износе инструмента. Существует также такое понятие, как рейсовая скорость бурения, которая характеризует общий темп углубления скважины. Рейс или долбление (термин сохраняется с 20-х-30-х годов прошлого века, когда основным способом бурения был ударный) – это отдельная операция проходки скважины, включающая спуск бурильной колонны с новым ПБИ, углубления с наращиванием свечей и подъем бурильной колонны для смены изношенного долота.

Рейсовая скорость, как производная величина, равна отношению проходки к времени рейса, то есть в затраты времени включают время, затраченное на механическое бурение, на спускоподъемные операции и на вспомогательные работы, относящиеся к рейсу. На значимости перечисленных скоростей бурения существенно влияет глубина скважины. При бурении на глубинах до 2000 м на первом плане находится механическая скорость бурения. Ниже темп проходки скважины наиболее полно отражает рейсовая скорость. При бурении с отбором керна в качестве основного показателя эффективности бурильных головок и керноотборных устройств служит вынос керна. Это отношение в процентах длины поднятого из скважины керна к величине проходки за рейс.

### **3.1.4 Параметры режима бурения**

Параметры ПБИ зависят от основных параметров режима бурения, поэтому рассмотрим их.

- Осевая нагрузка на инструмент, кН. Является главным параметром, особенно при шарошечном бурении. В геолого-техническом наряде, режимно-технологической карте указывается рекомендуемый диапазон осевых нагрузок, в котором бурильщик находит оптимальную нагрузку, обеспечивающую максимальную величину механической скорости проходки;

- Частота вращения ПБИ, об/мин. Кроме названного выше применяются также термины «число оборотов» и «скорость вращения».

Этот параметр играет значительную роль для улучшения эффективности бурения, но и определяющим образом влияет на выбор типов ПБИ обеспечивающих наилучшую производительность при проходке определенных интервалов.

По частоте вращения различают три режима работы ПБИ:

- низкооборотный (роторный способ) – менее 100 об/мин;
- средне-частотный (винтовые забойные двигатели) – 150-250 об/мин;
- высокооборотный (турбинный способ) – более 400 об/мин;

## **3.2 Режуще-скалывающие инструменты**

### **3.2.1 Основные сведения**

Применяются для разбуривания очень мягких, мягких вязких, мягких с пропластками средней твердости пород. Это лопастные долота типа 2Л, 3Л, 3ЛГ, пикообразные долота, лопастные истирающе-режущие долота, рабочие кромки которых усилены твердосплавными вольфрамо-кобальтовыми пластинами. К этому классу следует отнести долота РДГ, армированные сверхтвердым композиционным материалом «славутич».

Кроме того, лопастными долотами режуще-скалывающего действия являются алмазно-твердосплавные долота, выполненные в виде лопастей. Другие модификации алмазно-твердосплавных долот, имеют матричную основу породоразрушающих резцов.

Основным преимуществом лопастных долот перед другими типами ПБИ является то, что резание и скалывание во много раз эффективнее такой форму разрушения, как дробление (вдавливание), характерной для работы, например, шарошечных долот.

По данным работ [1, 3] энергоемкость процесса резания  $1 \text{ см}^3$  горных пород в среднем равна  $0,2 \text{ кгс}\cdot\text{м}$ , а удельный расход энергии при статическом вдавливании чаще всего составляет несколько  $\text{кгс}\cdot\text{м}/\text{см}^3$ .

Кроме того, лопастные долота просты, не сложны в изготовлении. В них отсутствуют подшипники, а стоимость значительно меньше стоимости шарошечных, алмазных и других типов долот [2].

К этой группе лопастных долот, кроме РХ, следует отнести пикообразные, двухлопастные 2Л, трехлопастные 3Л и 3ЛГ, эллиптические и в определенной степени ступенчатые долота. Все они имеют одну общую

конструктивную особенность в виде непрерывной рабочей кромки инструмента, находящейся в постоянном контакте с разрушаемой горной породой. Второй особенностью этой группы долот простота устройства и применение для их изготовления дешевых материалов и самых простых технологий.

Лопастные долота этой группы работают в режиме резания для бурения самых мягких пород, например, пластичных глин, песков, супесей, суглинков. В середине двадцатого века наметился интерес к бурению лопастными долотами однородных высокопластичных пород в Азербайджане, Краснодарском крае, на Украине, вызванный достижением достаточно высоких показателей. Так при проходке сураханских и сабунчинских свит в Азербайджане проходка на долото и механическая скорость бурения лопастными долотами были соответственно в 3,2 и 1,7 раза выше по сравнению с показателями бурения шарошечными долотами [1, 2, 3].

При бурении в меловых, юрских, триасовых и верхнепермских отложениях на ряде нефтяных месторождений восточной Украины проходка на лопастное долото и механическая скорость были в 5 и 2 раза соответственно выше показателей шарошечных долот. Благодаря этому, объем бурения лопастными долотами в 1960-1980 г.г. возрос в Азербайджане и Краснодарском крае до 30-35 % от общей проходки и до 25 % на востоке Украины, а промышленность освоила выпуск 84 типоразмеров лопастных долот.

Основной объем бурения выполнялся с применением трехлопастных 3Л и 3ЛГ.

### **3.2.2 Лопастные долота первого поколения.**

Как известно, вращательное бурение, пришедшее на смену ударному, потребовало новых ПБИ. Первым долотом для бурения на нефть и газ следует считать лопастное долото. Эти долота, по-видимому, имели такие же конструкции, как известные нам долота типа РХ (рыбий хвост) (рисунок 3.6)

Первым долотом для бурения на нефть и газ следует считать лопастное долото. Долото типа РХ (рыбий хвост) является прототипом современного двухлопастного долота. Оно состоит из пулевидного корпуса и двух лопастей.

Известно две модификации долота РХ по конструкции промывочных отверстий:

- долото с верхней промывкой;
- долото с нижней промывкой.

Двух и трехлопастные долота



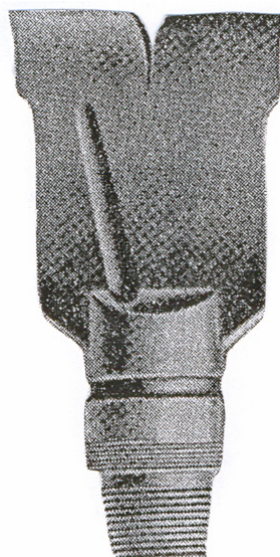


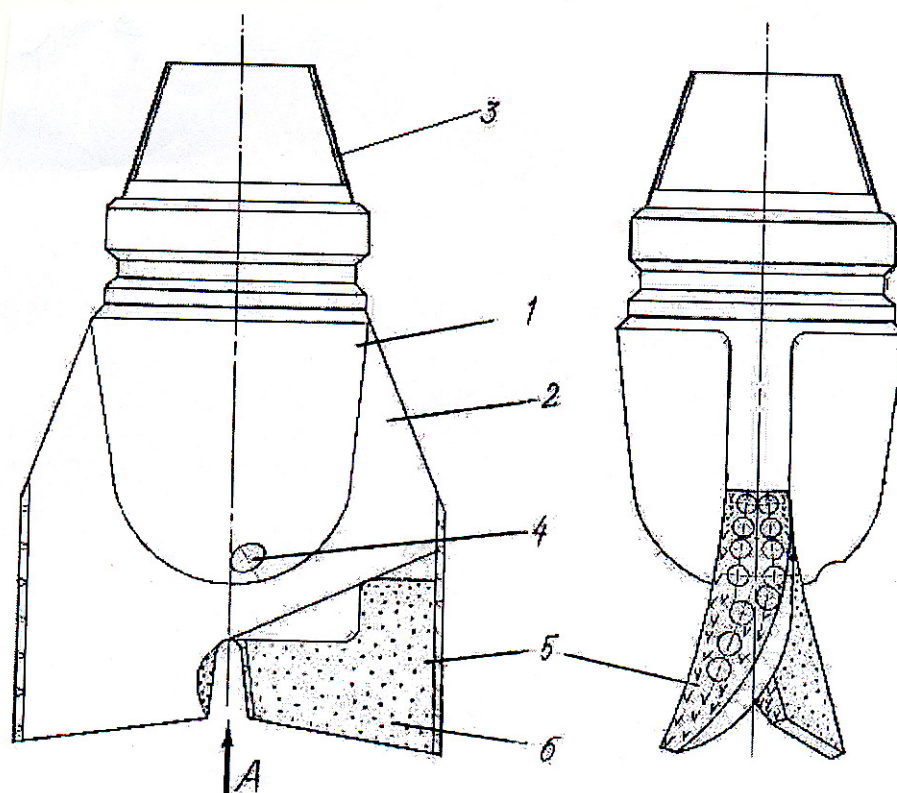
Рисунок 3.6 – Долото типа РХ с верхней промывкой

Двухлопастные долота типа 2Л применяются для проходки пластичных мягких, а также мягких, с пропластками средней твердости пород. Общий вид и устройство долота представлено на рисунках 3.7 а, б.



а





б

Рисунок 3.7 – Общий вид и устройство двухлопастных долот

Корпус 1 штампуется из стали марки 40 вместе с двумя лопастями 2. Присоединительная резьба может быть выполнена в виде ниппеля 3 или муфты. Промывочный узел включает осевую полость корпуса и два обычных промывочных узла 4, расположенных под углом  $60^\circ$  к тыльной грани лопасти. Боковые грани (периферийные ребра) армируются цилиндрическими вставными штырями 5 из твердого сплава ВК8-В. Промежутки между штырями наплавляются релитом. Передняя грань лопастей армируется или дробленными осколками вольфрамо-кабальтового сплава 6 (рисунок 3.7) или твердосплавными пластинами, как показано на передней грани трехлопастного долота (рисунок 3.8). Пластины укладываются в пазы и наплавляются чугуном при помощи ацетиленокислородной горелки.

Трехлопастные долота типа 3Л и 3ЛГ применяют для проходки мягких пластичных пород без или с включением пропластков средней твердости (М и МС). Они изготавливаются с обычной системой промывки (3Л) или с гидромониторной (3ЛГ). Трехлопастные долота более распространены, чем двухлопастные, так как имеют больший запас долговечности, а следовательно и большие проходки на долото. Они работают в стволе

скважины более устойчиво, то есть имеют меньшую вероятность заклиниваний и лучше сохраняют направления ствола.

Трехлопастные долота ЗЛГ (рисунок 3.8) состоят из штампового корпуса 1 с присоединительной резьбой 10 типа ниппель и трех приваренных лопастей 2.

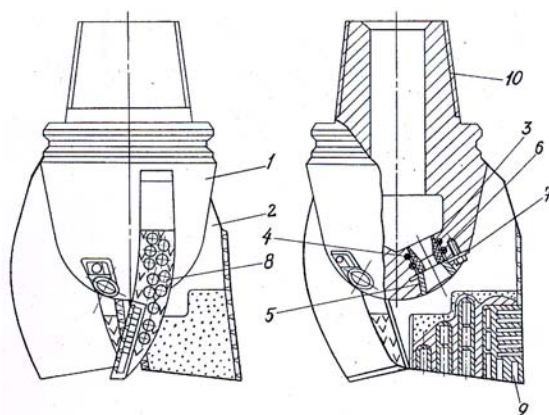


Рисунок 3.8 –Трехлопастное долото

Буровой раствор из осевой полости подводится к забою через три цилиндрических канала с установленными в них сменными минералокерамическими насадками 3.

Пространство между стенками отверстия и гидромониторными насадками уплотнено двумя резиновыми кольцами 4, находящимися в кольцевых канавках. Закрепление насадки производится шайбой с раструбом 5, которая фиксируется стопорным болтом 6. Последняя грань армируется твердосплавными вольфрамо-кабальтовым трубчато-зернистым сплавом.

Боковые грани защищены твердосплавными штырями цилиндрической формы 8 и твердосплавными пластинами.

Геометрия режущей части лопастных долот имеет важное значение. Основные компоненты геометрии включают углы резания и заострения (рисунок 3.9).

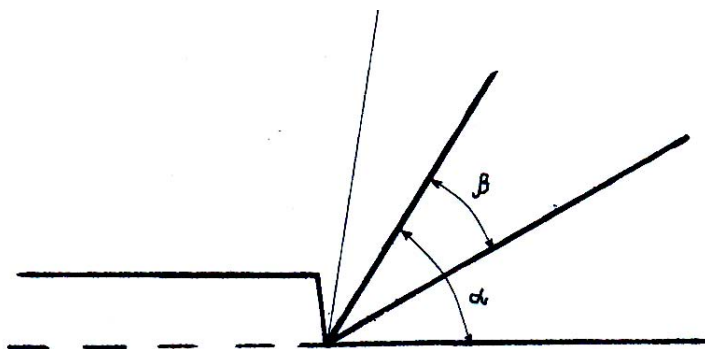


Рисунок 3.9 – Углы резания и заострения режущей части лопастных долот

Угол резания  $\alpha$  образуется передней гранью лопасти и плоскостью забоя. Угол между передней и задней гранями  $\beta$  называют углом заострения. Угол резания зависит прежде всего от твердости разбуриваемых пород. При проходке вязких глин рекомендуется угол резания принимать равным  $70^{\circ}$ , а для разбуривания песчаных и сланцевых глин –  $80^{\circ}$ . В породах средней твердости типа песчаников и маргелей для модификаций лопастных долот режуще-истирающего типа) угол резания увеличивается до  $85-90^{\circ}$ .

Механическая скорость бурения увеличивается при уменьшении угла заострения. Для удовлетворения условию прочности лопасти рекомендуется принимать угол  $\beta$  равным  $20-25^{\circ}$  [1, 3].

Следует отметить то, что в конструкции лопастных долот последующих поколений угол резания принимается равным  $85-90^{\circ}$ , а в лопастных долотах, оснащенных алмазно-твердосплавными пластинами и резцами угол резания принят отрицательным.

Основной недостаток лопастных долот первого поколения это большая контактная площадь лопастей с горной породой. Например, для долот диаметром 243 мм контактная площадь при осевой нагрузке 3 тс у лопастных и шарошечных долот составляет соответственно 235 и 186 мм<sup>2</sup> [1]. Следствием этого является большая моментоемкость лопастных долот и большой износ рабочих элементов. На износ лопастных долот при непрерывном контакте лопастей с горной породой оказывает катастрофическое воздействие рост температур в зоне разрушения. Многочисленные исследования показали то, что температурные всплески на гранях лопасти достигают  $1300^{\circ}\text{C}$ , в то время как в шарошечных долотах температура на зубьях шарошки не превышает  $850^{\circ}\text{C}$  [1].

Исследования кинематики работы лопастных долот показывают, что разные точки по длине лопасти имеют разные окружные скорости движения. Участки лопасти, лежащие вблизи оси долота, имеют минимальные скорости, а при удалении к периферии окружная скорость точек на лезвии долота существенно возрастает. По данным Дверия В.П. увеличение скорости с удалением от оси к периферии изменяется по закону гиперболы.

Из этого следует, что для породохранения периферийных участков лопастей от катастрофического износа размещение твердосплавных пластин и наплавка зернистым твердым сплавом по лопасти должны также соответствовать закону гиперболы. По расчетам, сделанным в работе [1] следует, что на центральной части лопасти породоразрушающие резцы могут иметь одинарное перекрытие забоя, а на второй части ее двойное перекрытие. Периферийная часть лопасти должна иметь резцы, обеспечивающие тройное перекрытие забоя.

Используемое для лопастных долот типа 2Л, 3Л и 3ЛГ твердосплавное армирование не соответствует по прочностным характеристикам этому условию.

Следует также отметить то, что лопастные долота типа 2Л, 3Л и 3ЛГ вследствие большой моментоемкости применяются при роторном бурении. Новые поколения лопастных долот, которые будут описаны ниже, включающие профилированные, расчлененные типов ИСМ и алмазносплавные лопастные долота эффективно применяются с приводом от гидравлических забойных двигателей. Справедливости ради необходимо отметить, что первые испытания турбобура Капелюшникова М.А. производились с трехлопастным долотом. На рисунке 3.10 показан один из рабочих моментов (1925 г.) испытаний [5].



Рисунок 3.10 - Один из рабочих моментов (1925 г.) испытаний турбобура Капелюшникова М.А. с трехлопастным долотом

Закончена бурением первая в мире нефтяная скважина, пройденная с одноступенчатым турбобуром с редуктором для снижения числа оборотов. В верхней части фотографии на корпусе турбобура виден пружинный центратор, ныне применяющийся для центрирования в стволе скважины обсадных колонн.

В настоящее время лопастные долота в нефтяной и газовой отраслях промышленности РФ применяются главным образом в южных районах страны. В государствах СНГ они получили некоторое распространение, например, в Азербайджане, Украине, Казахстане и государствах Средней Азии.

Большой объем лопастными долотами выполняется при проходке структурно-поисковых, разведочных и взрывных скважин. Среди этих долот известны двухлопастные долота с опережающим лезвием, лопастные долота для шнекового бурения, такие как долото с опущенным призабойным шнеком, с лопастными окнами, ступенчатые шнековые, спиральные, с круглыми лопастями, дисковые, лопастные фрезерные долота с пальцевыми резцами и др. [7].

#### **Пикообразные долота**

Пикообразные долота были первым породоразрушающим инструментом, применявшимся при вращательном бурении. Исследованиями Копылова В.Е. установлено, что ручное вращательное бурение с спиральными и перовидными (пикообразными) бурами широко применялось в России в IX-XV веках при проходке буровых скважин на рассолы на территориях в современных Новгородской, Нижегородской, Пермской, Вологодской и других областях. Знаменитые российские ученые Ломоносов М.В. и Менделеев Д.И. также работали над конструкциями буровых инструментов. В их архивах обнаружены зарисовки и фрагменты спиральных и перовидных буров [6].

В настоящее время пикообразные долота потеряли свое значение как породоразрушающий инструмент для нефтяных и газовых скважин, но применяются как вспомогательный инструмент для расширения ствола скважины и разбуривания цементных пробок, металлических деталей низа обсадных колонн, а также для проработки забоя перед проведением ловильных работ по удалению мелких предметов из скважины. За исключением профиля рабочей поверхности пикообразные долота конструктивно не отличаются от лопастных. Выпускаются они диаметром от 98,4 до 444,5 мм. В разведочном бурении при проходке мягких вязких пластичных пород нашли широкое применение плоские пикообразные пикобуры ПКО, эллиптические (рисунок 3.11) и перовые пикобуры (рисунок 3.12).

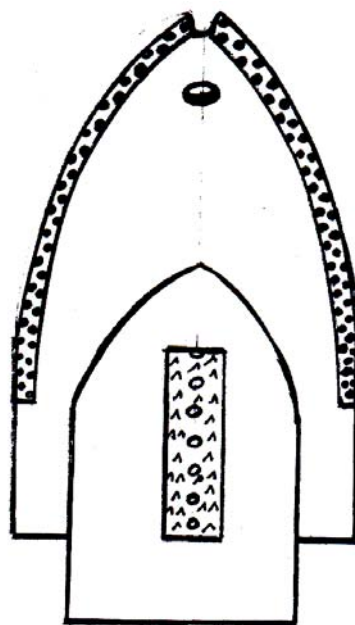


Рисунок 3.11 – Эллиптические пикобуры



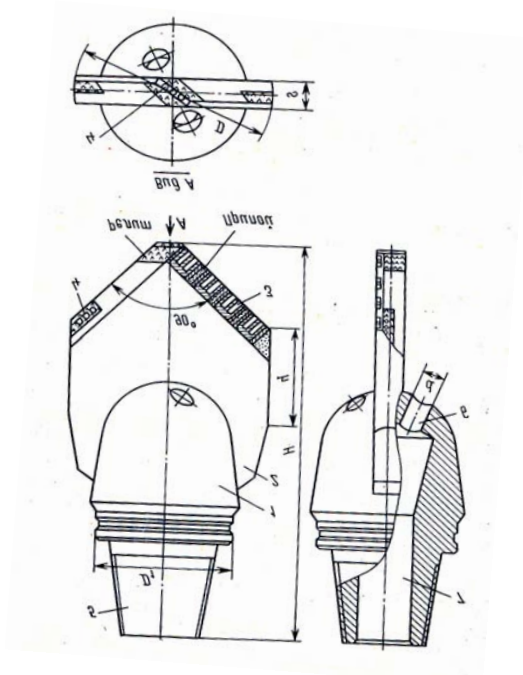
Рисунок 3.12 – Перовые пикобуры

При разведке угольных месторождений эффективно применяются пикобуры Воронова и Новикова. Первый из них представляет крестовидную конструкцию из трубчатого корпуса с четырьмя заостренными пиками. Пикобур Новикова состоит из трубчатого корпуса с приваренными к нему девятью трапецеидальными ребрами из стали марки Ст. 5, армированными ВК-8. Ребра размещены на корпусе в три яруса по три в каждом ряду.

Как вспомогательный технологический инструмент при проходке нефтяных и газовых скважин применяются два типа цельноштампованных пикобуров: ПЦ и ПР.

Пикобур типа ПР (рисунок 3.13) отличается от пикобура ПЦ тем, что боковые кромки лопасти усилены вооружением из твердосплавных

пластин и цилиндрических твердосплавных зубков. Состоит из полого округлого корпуса, с ниппельной резьбовой головкой, лопасти из стали марки 40 с термообработкой. Рабочая грань лопасти, армированная твердосплавными пластинками, заострена под углом  $90^0$  в виде пики. Набегающие грани изготовлены с заострением с обратным углом, на этих гранях сделаны пазы для твердосплавных пластин, закрепляемых чугунным припоем. Промежутки поверхности между пластинами, а также между твердосплавными штырями на калибрующей грани наплавляются релитом.



1 – корпус; 2 – лопасти; 3 – рабочая грань лопасти; 4 – цилиндрические твердосплавные зубки; 5 – резьбовая головка (ниппель); 6 – промывочный канал; 7 – внутренняя полость

Рисунок 3.13 – Пикобур типа ПР

Корпус пикобура снабжен двумя боковыми промывочными каналами, направляющими струю бурового раствора из внутренней полости долота на периферию забоя. Пикобур ПР предназначен для расширения и проработки ствола скважины.

Пикобур ПЦ служит для разбуривания цементных мостов и стаканов с обратным клапаном ЦКОД. Пикобур ПЦ (рисунок 3.14) отличается от описанного пикобура ПР только тем, что не имеет армирован на боковых гранях лопасти. Это делается для предотвращения повреждений обсадных колонн.



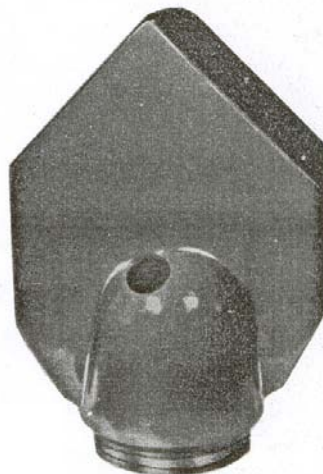


Рисунок 3.14 – Пикобур типа ПЦ

В последние годы ряд буровых организаций Тюменской области заменяют пикобуры ПР на специальные долота ДП производства НПП «Буринтех», оснащенные твердосплавными зубками и алмазно-твердосплавными пластинами.

При разбурировании цементных мостов, цементных стаканов и технологической оснастки внутри обсадной колонны пикобуры ПЦ нередко заменяются на твердосплавные долота типа ДТ (рисунок 3.15), изготовленные в НПП «Буринтех», или на долота СП «Удол» серии РС, рисунок 3.15.

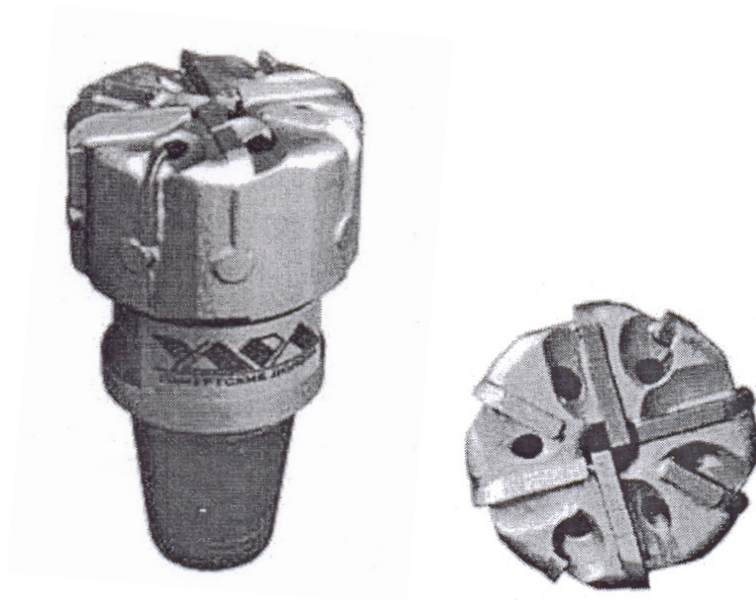


Рисунок 3.15 – Твердосплавное долото типа ДТ



### 3.2.3 Лопастные долота истирающе-режущие с твердосплавным вооружением (ДИР)

Предназначены для бурения перемежающихся по твердости мягких с пропластками средней твердости абразивных МСЗ и средней твердости малоабразивных С породах.

Долота типа ДИР для МСЗ пород выпускаются трехлопастными (рисунок 3.16), для пород С шестилопастными.

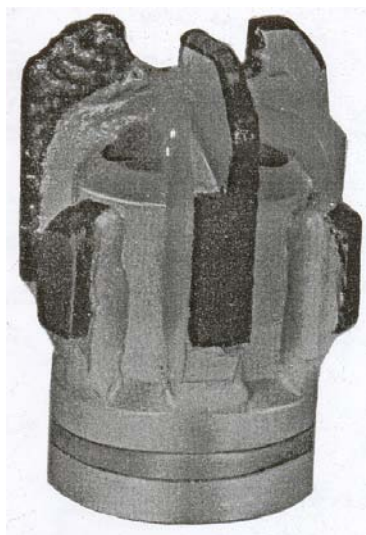
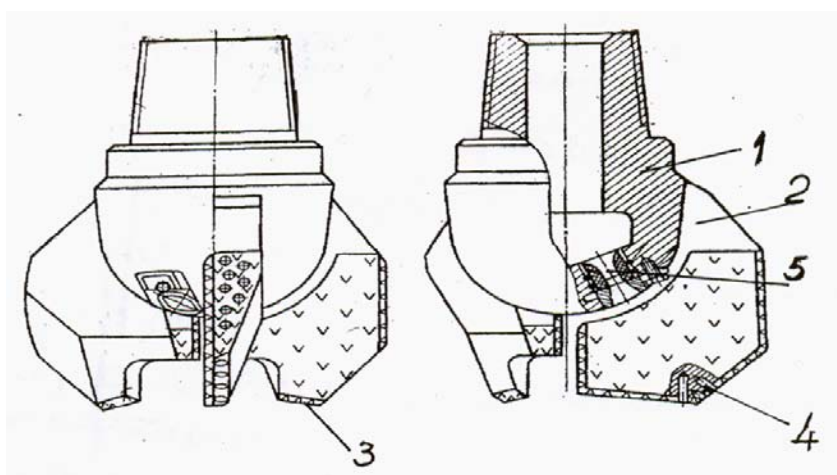


Рисунок 3.16 – Долото типа ДИР

Устройство трехлопастного долота (рисунок 3.17) включает полый корпус, лопасти, твердосплавные штыри и канал для промывки.



1 – корпус; 2 – лопасти; 3, 4 – твердосплавные штыри;  
5 – канал для промывки

Рисунок 3.17 – Конструкция трехлопастного долота типа ДИР

В отличие от 2Л, 3Л и 3ЛГ долота ДИР не имеют изгиба лопастей и отличаются большей толщиной лопастей. Все три лопасти на рабочей кромке имеют каждая свой профиль. Одна из лопастей, условно назовем ее первой, перекрывает весь радиус долота, а вторая и третья имеют расчлененную форму, то есть разные длины гребней и впадин. Все лопасти в нижней части по периферии скошены под углом  $45^0$ .

Рабочие кромки лопастей армированы штырями ВК-8В с большим вылетом над торцом лопасти. Этим обеспечивается прерывистость (гребенчатость) режущей кромки. Калибрующие грани лопастей армированы так же, как и у долот типа 2Л и 3Л.

Промежутки поверхности между штырями рабочей и боковой кромками лопастей наплавлены релитом. Передняя поверхности лопастей также армированы релитом типа ТЗ.

Шестилопастные долота оснащены тремя такими же рабочими лопастями и тремя короткими калибрующими (рисунок 3.17).

ДИР могут выпускаться с обычной схемой промывки и гидромониторной.

При бурении в мягких вязких глинах долото ДИР работает в режиме резания, как обычное лопастное долото. При подсечении пропластков средней твердости в работу включаются твердосплавные штыри, разрушающие породы истиранием, фрезерованием. И.К. Масленниковым [3] считает, что в целом долото ДИР скорее всего фрезерующего, чем режущего действия. Долота шифруются так: например долото 3 ИРГ-215,9 МСЗ – это трехлопастное истирающе-режущее (ИР) долото с гидромониторной промывкой (Г) диаметром 215,9 мм для бурения в мягких с пропластками средней твердости абразивных породах.

### **3.2.4 Ступенчатые лопастные долота**

Одним из направлений совершенствования лопастных долот была разработка ступенчатых конструкций институтом проблем глубинных нефтегазовых месторождений АН Азербайджана [2].

Первая модификация ступенчатого долота появилась в начале 60-х годов прошлого века. Это было двухлопастное двухступенчатое долото режуще-скалывающего действия с гидромониторной промывкой, устройство которого приведено на рисунке 3.18.

Долото состоит из корпуса с муфтовой присоединительной резьбой. К корпусу под углом  $180^0$  относительно друг друга вертикально приварены две кованые лопасти, а в промежутках выполнены боковые отверстия с размещенными в них минералокерамическими гидромониторными насадками, кроме двухлопастных применяются также трехлопастные долота. По числу ступеней (ярусов) различают двух- трех- и четырехступенчатые долота. По схеме армирования долота подразделяются на истирающе-режущие и режуще-скалывающее.

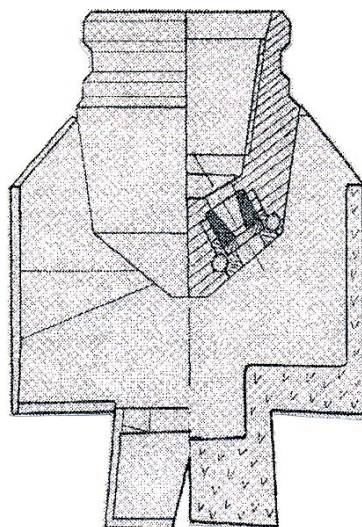


Рисунок 3.18 – Ступенчатое лопастное долото

Рабочие и калибрующие поверхности лопастей истирающе-режущих долот армируются зубками из твердого сплава ВК-8В с наплавкой на рабочие поверхности дополнительно зернистого твердого сплава типа ТЗ.

Применяются для бурения скважин роторным способом и с гидравлическими забойными двигателями в перемежающихся по твердости и абразивности средней твердости и пластичных породах, а также в валунно-галечных отложениях.

Режуще-скалывающие ступенчатые долота армированы прямоугольными твердосплавными пластинами, причем размещение их на передней грани лопасти такое, что режущая кромка приобретает гребенчатую форму. Это предотвращает резкое увеличение опорной поверхности долота при его износе. Долота применяются при проходке перемежающихся мягких и средней твердости пород.

При изготовлении ступенчатых долот применяются штампованные заготовки корпуса и лопастей серийных долот 2Л, 3Л, 3ЛГ.

В работе [2] приведены результаты сравнительных испытаний ступенчатых и шарошечных долот. Лучшие результаты получены с помощью ступенчатых долот.

Ступенчатые долота имеют некоторое преимущество перед долотами 2Л, 3Л, 3ЛГ:

- разрушение породы в несколько ярусов одновременно более экономично по сравнению с разрушением породы в одну ступень. В этом случае нижняя ступень выбурирует ствол небольшого диаметра при одновременном разрушении пород другими ярусами по кольцу, которые ослаблены наличием дополнительной поверхности обнажения и соответственно оказывают меньшее сопротивление при разбурировании.

- при бурении в часто перемежающихся по твердости породах нередко возникают моменты когда, например, режущие кромки первой и второй ступени лопасти разрушают породы разной твердости. В этом случае происходит автоматическое перераспределение осевой нагрузки на ступень, встречающую большее сопротивление при разрушении породы. Возраставание удельной нагрузки на участке ступенчатого забоя, где сопротивление разрушению больше, приводит к общему увеличению скорости бурения.

Опыт бурения ступенчатыми долотами позволил выявить и недостатки, например, такие, как увеличенный износ пилотной ступени. Как видно из рисунка, гидромониторная струя направлена на угол забоя между ступенями.

### **3.2.5 Долота с расчлененной лопастью**

Многочисленными исследованиями установлено, что основными недостатками лопастных долот являются:

- большая контактная рабочая площадь режущих граней;
- низкая стойкость лопастей, армированными вольфрамокобальтовыми твердыми сплавами.

Таким образом, основными направлениями совершенствования лопастных долот могут быть:

- уменьшение контактной площади лопастных долот путем расчленения их;
- существенное увеличение прочности резцов, участвующих в процессе резания горной породы на забое скважины.

Для реализации первого направления совершенствование лопастных долот проведены большие исследовательские работы в УкрНИИПНД, УкрНИГРИ и ИСМ АН Украины и разработана конструкция расчлененного профилированного долота ПЛД для бурения мягких и средней твердости породах с твердыми абразивными пропластками небольшой толщины.

Это трехлопастное гидромониторное долото с торцевой режущей частью, на которой размещены твердосплавные зубки из сплавов ВК-8В или ВК-8ВК, закрепленные в просверленных отверстиях с помощью пайки латунью. Боковые грани лопастей также армированы твердосплавными зубками.

Нижняя режущая часть лопастей выполнена в виде гребенки, которая включает чередующиеся впадины глубиной 18-20 мм и шириной 15-20 мм и выступы.

Профиль лопастей предусматривает перекрытие впадин одной лопасти выступами соседней. Такая конструктивная особенность долота позволяет увеличить удельные давления на забой с целью улучшения эффективности разрушения породы и уменьшения моментоемкости инструмента. На рисунке 3.19 показаны гребенки всех трех лопастей.

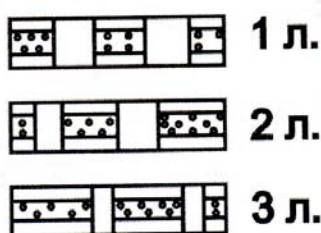
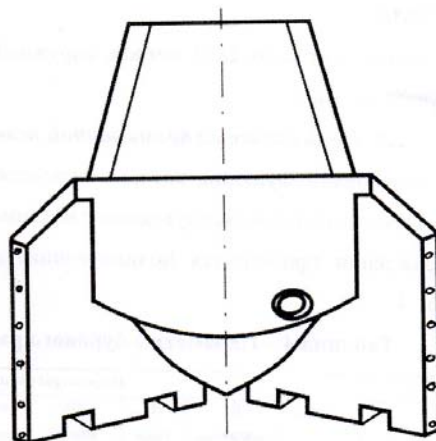


Рисунок 3.19 – Трехлопастное гидромониторное долото

Гидромониторные насадки с внутренним диаметром 12-14 мм размещены в корпусе долота под разными углами с целью равномерного поражения струями всей площади забоя.

Двериен В.П. [1] исследованы энергетические показатели шести типов ПЛД, различающихся по профилю торцевой поверхности:

- с горизонтальной поверхностью – как у долот типа 2Л, 3Л и 3 ЛГ;
- с пикообразной лопастью с углом при вершине  $120^{\circ}$ ;
- с пикообразной поверхностью и углом заострения пики  $60^{\circ}$ ;
- с ступенчатой лопастью;
- с расчлененной горизонтальной лопастью;
- с расчлененной тороидальной лопастью.

Результаты исследований показали, что с помощью расчлененных долот с горизонтальной поверхностью получены лучшие показатели.

Например, при этом типе долота получена наибольшая глубина внедрения в породу за один оборот, то есть, достигнута наивысшая механическая скорость бурения.

Энергоемкость процесса разрушения породы расчлененными долотами в 6 раз меньше по сравнению с обычными лопастными долотами, в 3,7 раз меньше по сравнению с пикообразными долотами, в 3 раза меньше по сравнению со ступенчатыми долотами. Наибольшая энергоемкость процесса разрушения выявлена у трехлопастных долот. Проведенные про-

мысловые испытания долот ПЛД показали, что новые долота эффективнее лопастных по проходке на долото в 3,8 раза, а по рейсовой скорости на 46 % [1].

Дальнейшим совершенствованием лопастных долот следует считать армирование ПДЛ сверхтвердым конструкционным материалом (СКМ) славутич, разработанном в Институте сверхтвердых материалов (ИСМ, г. Киев).

Опытное бурение, по данным Дверия В.П., позволило увеличить проходку на долото в 10 раз, а механическую скорость в 1,5-2 раза по сравнению с первыми конструкциями ПДЛ, оснащенными твердым сплавом ВК-8В.

Следует отметить, что на основе обобщения вышеприведенных материалов в ИСМ разработан ряд конструкций режущих долот на основе использования СКМ Славутич, которые будут описаны в разделе «Алмазные долота».

### **3.2.6 Зарубежные лопастные долота**

За рубежом объем бурения с помощью лопастных долот претерпел существенное уменьшение. Происходит замена их поликристаллическими алмазными долотами РДС, именуемыми в России долотами с алмазносплавными пластинами и резцами, а также шарошечными долотами. По сообщениям зарубежных источников большие объемы бурения лопастными долотами производятся в Китае и странах Юго-восточной Азии.

В США в сокращенных объемах лопастные долота изготавливаются фирмами «Варел», «Рид», «СиПи», «Грюнер» [3].

Основные конструкционные особенности американских долот следующие [3, 12]:

- определенное количество долот выпускаются разборными со сменными лопастями. Это долота фирм «Варел» и «СиПи»;
- долота СРС фирмы «СиПи» имеют гребенчатую форму. Лопасти выполняются пикообразными, причем вершина пики размещается ближе к периферии, а на длинной части пики имеется по две трехугольных впадины, не совпадающих друг с другом по радиусу;
- на тыльной поверхности лопастей ряда долот размещены гребни, повышающие прочность и жесткость долота и улучшающие отвод шлама и тепла от забоя и режущих кромок;
- выпускаются четырехлопастные долота цельнокованой конструкции с утолщенными лопастями, армированными крупными твердосплавными зубками. Лопасти разделены глубокими и широкими выемками. Предназначены для бурения в породах средней твердости и средней твердости с пропластками твердых;
- фирма «Рид» выпускает гидромониторные лопастные долота, корпус которых изготавливается из высококачественных хромомолибденовых

сталей. Материал насадок твердый вольфрамокобальтовый сплав. Сообщается, что при бурении с увеличенными скоростями истечения бурового раствора резко возрастает интенсивность разрушения породы и очистки забоя и в 3-4 раза увеличивается механическая скорость углубления скважины по сравнению с проходкой лопастными долотами с обычной промывкой.

Долота применяются для бурения в мягких и средней твердости породах.

### **3.3 Истирающе-режущие долота с природными и синтетическими алмазами**

#### **3.3.1 Природные алмазы**

Первым использовал алмаз в качестве рабочего элемента породоразрушающего инструмента русский инженер Войслав Г.С., разработавший в конце XIX века метод чеканки алмазных зерен в матрицу буровой коронки для отбора керна.

Алмазный буровой инструмент (АБИ) подразделяется на следующие группы:

- алмазные долота истирающе-режущего типа с природными и синтетическими (искусственными) алмазами;
- долота типа ИСМ истирающего-режущего и режуще-скалывающего действия;
- долота с алмазно-твердосплавными пластинами и резцами. За рубежом их называют как – «алмазные долота РДС», что означает «алмазные долота с поликристаллическими алмазными режущими элементами».

Эта группа АБИ подразделяется на долота лопастного и матричного исполнения. В последние годы преобладает лопастной вид долот и бурильных головок.

Алмаз – это уникальный минерал в виде кристаллической модификации углерода.

Аморфная модификация углерода представлена графитом, используемым в бурении в качестве смазочной добавки к буровым растворам.

В россыпных и жильных месторождениях он встречается как монокристаллами и их обломками, а также в виде сростков (агрегатов) кристаллов, то есть поликристаллов.

Размер зерен алмазов колеблется обычно в пределах 0,4-4÷6 мм. Масса кристаллов алмаза измеряется в каратах. Один карат равен 0,2 г.

Монокристаллы имеют форму куба, октаэдра, ромбододекаэдра и переходных между ними форм.

Уральские алмазы (Пермский край), открытые в 1829 году, имеют кубическую форму, а якутские, открытые после второй мировой войны, представлены в виде октаэдров. Алмазы делят на 2 категории: ювелирные

и технические. Некоторые специалисты выделяют также третью категорию. Это алмазы, применяющиеся при изготовлении прецизионных инструментов.

Ювелирные алмазы имеют кристаллическую форму, прозрачные, без трещин и мутных участков. Ювелиры называют их алмазами «чистой воды». Известны очень крупные ювелирные алмазы – «Куллинан (3106 карат), «Эксельсиор» (971,5 карат), «Коинур» (794 карата). Из российских алмазов самым крупным был «Звезда Якутии» (232 карата). Среди технических алмазов находят применение и очень мелкие до нескольких сотых долей карата.

Алмаз имеет высокую плотность ( $3,0 \cdot 10^3$ - $3,5 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>), наибольшую твердость и высокую жесткость. По твердости алмаз занимает первое место из природных минералов. В шкале твердости Мооса ему отведена 10 категория. Микротвердость его равна 950-1000 МПа. Это заметно больше по сравнению с кварцем (~100 МПа) и вольфрамо-кобальтовым сплавом (~170 МПа). Таким образом, микротвердость алмаза в 10 раз больше, чем у кварца и в 6 раз превышает микротвердость твердого сплава.

Модуль упругости (Юнга) алмаза, то есть способность к деформации при воздействии, выше, чем у любых других материалов, созданных природой. Он равен  $90 \cdot 10^4$  МПа, тогда как у твердого сплава  $60 \cdot 10^4$  МПа, то есть в 1,5 раза меньше. Алмаз хрупок. Его предел прочности на изгиб равен 2,1-5 МПа против 11-15 МПа у твердого сплава. Следует отметить, что в некоторых литературных источниках и повседневной жизни встречается древнегреческое название алмаза – «адамас» (в переводе несокрушимый). Как видим из вышеприведенных цифр, это не соответствует установленным данным.

Алмазы имеют самую высокую из минералов теплопроводность ( $0,35$  ккал/см·с·°C). Это в 2-5 раз выше, чем у твердого сплава. Способность хорошо отводить тепло от алмазных зерен долота весьма важна при разрушении горных пород. Удельная теплоемкость примерно в 3 раза выше по сравнению с твердым сплавом, что важно при размещении зерен алмаз в твердосплавной матрице.

На воздухе при температуре  $t = 600$  °C алмаз окисляется, а при температуре  $1200$  °C сгорает, превращаясь в графит. Стойкость алмазов к химическим воздействиям достаточно велика. Известно, что природный алмаз растворяется только в щелочной среде при температуре свыше  $600$ - $700$  °C.

Природные технические алмазы подразделяются на борты, балассы и карбонадо. Алмазы типа борт представлены обломками, камнями трещиноватыми и плохой окраски, сростками. Они имеют высокую твердость, но хрупки, поэтому плохо сопротивляются нагрузкам и ударам и их износ велик. Балласы – это прежде всего кристаллы сферической формы с очень



большой твердостью, поэтому чаще всего используются для армирования однослойных долот.

Карбонадо (синонимы бразильские, черные) плотные овальной формы из мелкозернистых кристаллов. Для них характерна высокая износостойкость при истирании и устойчивость к ударам, но они менее тверды, чем борты. За рубежом считаются идеальным средством для оснащения расширителей.

В нашей стране в основном используют наиболее дешевые алмазы типа борт. Перед укладкой алмазов в пресс-формы они подвергаются предварительному осмотру для разделения их по форме и размерам.

Обработка алмазов состоит из ряда операций, каждая из которых имеет цель повысить качество зерен. Операции обработки включают дробление, овализацию, полирование, термическую обработку, металлизацию.

Дробление низкосортных алмазов имеет цель раскалывания кристаллов по трещинам и дефектам.

Для овализации алмазных зерен стараются придать им округлую форму путем трения друг с другом.

По данным работы [3.] алмазы с острыми кромками быстро растрескиваются. При овализации алмазных зерен стремятся увеличить углы на кромках не менее, чем до  $110^{\circ}$ .

Механическое или химическое полирование предусмотрено для лучшего визуального просмотра кристаллов, а также для уменьшения силы трения зерна о горную породу.

В этом случае существенно уменьшается износ алмазов. Термическая обработка кристаллов и обломков предназначены для снятия внутренних напряжений их и тем самым для повышения прочности. Термическая обработка состоит из нагрева до  $920-940^{\circ}\text{C}$  с медленным охлаждением. Заключительная операция это металлизация кристаллов, то есть их покрытие тонким слоем (5-10 мкм) тугоплавкого металла. Эффект металлизации объясняется прежде всего тем, что многие цветные металлы матрицы алмазного долота плохо смачивают кристалл алмаза, поэтому он не всегда хорошо закрепляется в матрице.

Замечено также, что при металлизации происходит также «залечивание» микротрещин и тем самым повышается стойкость кристалла. Чаще всего для металлизации применяется хром.

### **3.3.2 Синтетические алмазы и сверхтвердые материалы**

Синтетические алмазы (СА) синтезируются при перестройке структуры графита в структуру алмаза. Впервые теоретические положения об условиях, необходимых для синтеза алмазов, и определения устойчивых областей существования алмаза разработал в 1938 г. академик Лейпунский О.П.

На основе этой теории в ряде развитых стран мира было освоено производство СА. Сначала это был синтез очень мелких алмазов. В 1955 г. фирма «Дженерал Электрик» (США) сообщила о получении алмазов диаметром до 2 мм. Вскоре об успехах в синтезе было объявлено в Швеции, Бельгии, Японии. В 1960 г. первые синтетические алмазы были получены в институте физики высоких давлений АН СССР под руководством академика Верещагина Л.Ф., а год спустя началось производство СА институтом сверхтвердых материалов (ИСМ) АН УССР и его опытным заводом (г. Киев). В основе процесса синтеза лежит сжатие сажи или графита или древесного угля при высоком давлении и высокой температуры. На первом этапе промышленностью страны был освоен выпуск монокристаллических алмазов марок АСО, АСП, АСВ, АСК, АСС. Алмазы первых трех марок выпускаются размером от 0,04 до 0,63 мм, а АСК и АСС – до 1 мм. Прочность алмазов АСС близка к прочности природных алмазов. Настоящая революция в синтезе алмазов произошла после появления поликристаллических СА, таких как АСБ (алмаз синтетический баллас), АСПК (алмаз синтетический поликристаллический карбонадо), СВС – П (синтетический, ВНИИТС, светлый, поликристаллический). АСПК выпускается в виде цилиндров диаметром 2,3,4 мм и длиной до 4 мм. Налажен выпуск СА СВС-П в виде цилиндров размером 3,5х4 мм и массой 0,6÷0,8 карат. Последний СА разработан специально для буровых долот, используемых в тяжелых условиях бурения глубоких скважин. Отметим также то, что он относится к термостойким СА.

В работе [15] сообщается, что термостойкость алмазов СВС-П близка к термостойкости природных алмазов. При кратковременном нагреве до 1200 °С твердость его не изменяется.

Микротвердость алмазов СВС-П сопоставима с микротвердостью природных алмазов (12000÷15000 кгс/мм<sup>2</sup>), а стоимость СВС-П меньше стоимости природных алмазов. Для армирования торцевой поверхности ДАП, разработанных лабораторией алмазного бурового инструмента ВНИИБТ, применяются поликристаллические синтетические термостойкие алмазы типа ПСТА мозаичной конструкции [27].

Кроме поликристаллических СА в стране разработан ряд сверхтвердых материалов (СТМ). Это композиционный материал славутич, использующийся в долотах типа ИСМ и для армирования калибрующих поверхностей алмазно-твердосплавных долот и бурильных головок.

Славутич состоит из твердого сплава ВК и мелких размером менее 0,8 мм зерен природных и синтетических алмазов в объеме не менее 25 % смеси. Структура резца цилиндрической формы такова, что алмазные зерна размещены в его рабочей части толщиной 7-8 мм. Остающаяся часть его, утопленная в матрице, состоит только из твердого сплава, так как в разрушении горной породы она не участвует.

К СТМ относится кубический нитрид бора (КНБ), представленный модификациями под названиями эльбор, исмит, баразон. Эти материалы применяются в буровых коронках для бурения неглубоких скважин с отбором керна, а также для резания металла в машиностроении.

### 3.3.3 Устройство алмазных долот

Предназначены для проходки на больших глубинах песчаников, известняков, доломитов и других мягких, средней твердости и твердых пород малой, средней и реже высокой абразивности. Преимущества алмазных долот по сравнению с шарошечными следующие:

- высокая износостойкость, а следовательно и высокая рейсовая скорость, обеспечивающая сокращение СПО и экономию средств;
- бурение осуществляется при низком уровне всех видов колебаний;
- сравнительно небольшие осевые нагрузки позволяют лучше управлять направлением скважины.

Рассмотрим устройство алмазного долота (Рисунок 3.20а).

Долото состоит из полого стального корпуса 1, алмазосодержащей рабочей головки, называемой матрицей 2, алмазов 3, соединительной резьбы в виде ниппеля 4. Корпуса в основном изготавливаются из стали марки 40Х. На корпусе имеется выемка 6 под ключ для свинчивания и навинчивания долота. Матрица изготавливается из твердого сплава. В России применяется метод порошковой металлургии, называемый также «спеканием».

За рубежом отдельные фирмы применяют также литейный способ – изготовления – матрицы.

Система промывки долота включает широкие пазы – проемы 7 и глубокие напорные каналы 5, в которые попадает буровой раствор из центрального отверстия долота 8.

По форме рабочих элементов матрицы различают следующие разновидности долот с природными алмазами, выпускаемых отечественными предприятиями:

- радиальные – ДР (рисунок 3.20а);
- ступенчатые – ДК (рисунок 3.20б);
- лопастные – ДЛ (рисунок 3.20в);
- зарезные – ДВ (рисунок 3.20г);
- импрегнированные – ДИ (рисунок 3.20д);
- с уменьшенной рабочей поверхностью - ДУ (рисунок 3.20е).

За рубежом выпускают также долота с матрицей спиральной формы.

Долота радиальные ДР отличается от других тем, что наружная рабочая поверхность матрицы разделена на 3 спаренных сектора, размещенных радиально. Торцевая и калибрующая поверхности армированы природными алмазами.

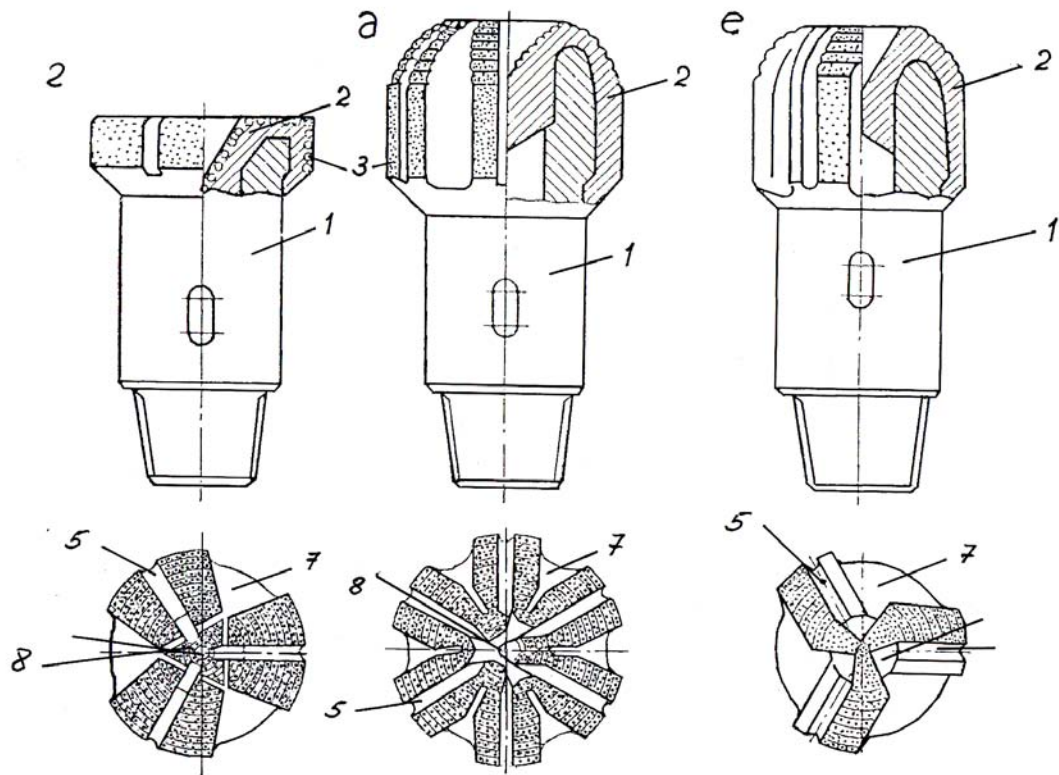
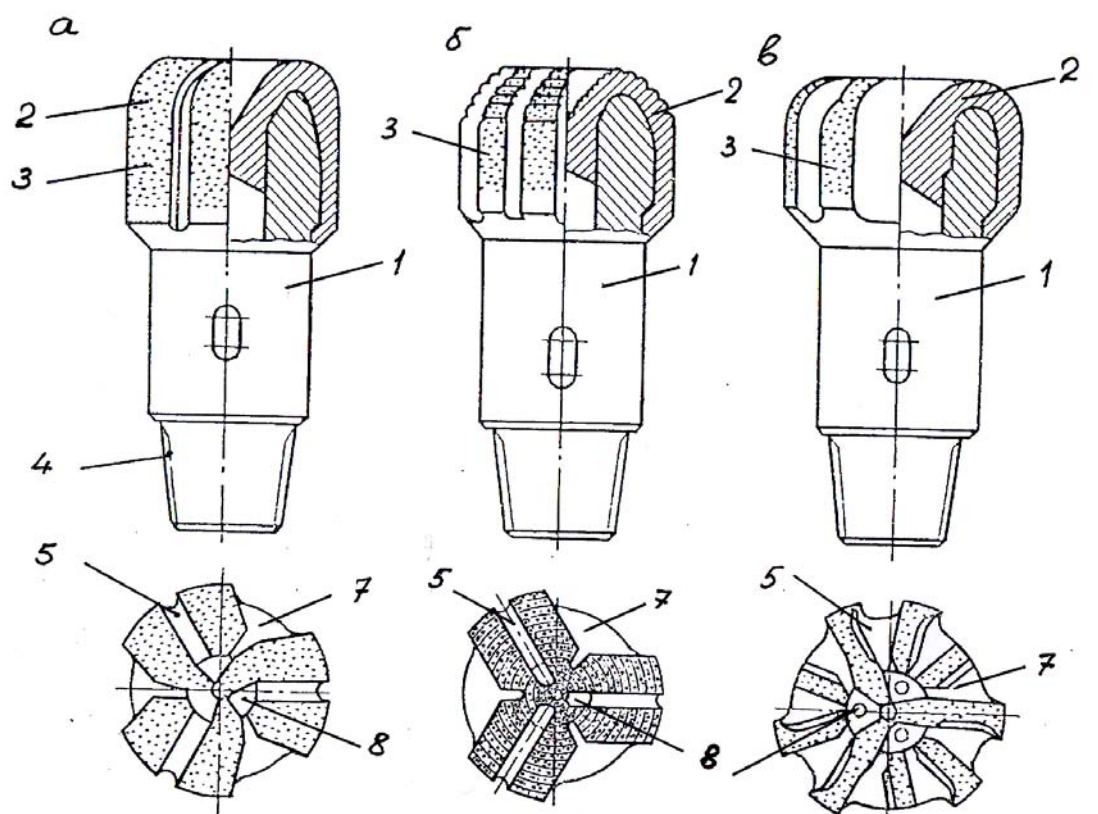


Рисунок 3.20 - Устройство алмазного долота

Долота (ДК (рисунок 3.20б) внешне напоминают по форме матрицы долото ДР, но торцевая часть выполнена ступенчато с округлыми (тороидальными) выступами.

Рабочая поверхность долота ДЛ (рисунок 3.20в) выполнено в виде девяти лопастей. Удлиненные лопасти (их шесть) имеют узкую форму на торцевой части, при переходе в калибрующую боковую поверхность уширяются.

Зарезные долота ДВ (рисунок 3.20г) имеют близкий к плоскому укороченный торец. Предназначено для зарезки боковых стволов.

Долото импрегнированное ДИ (рисунок 3.20д), как было описано выше, отличается неупорядоченным насыщением рабочей части матрицы мелкими алмазами (0,05-0,2 кар.) на глубину 5-6 мм.

Долото с уменьшенной по площади рабочей поверхностью ДУ (рисунок 3.20е) имеет три основные лопасти, вооруженные природными алмазами и три узкие лопасти, армированные импрегнированно.

За последние годы существенно изменилась конструкция радиальных долот. Значительно уменьшилась суммарная площадь секторов матрицы. Современное долото типа ДР или ДРС отличается узкими секторами, разделенными напорными каналами. Каждый сектор имеет один ряд алмазов (Рисунок 3.21).



Рисунок 3.21 - Долото типа ДР новой модификации

В большинстве алмазных долот просматриваются две конструктивные особенности:

- плавный переход от калибрующей поверхности в торцевую для уменьшения износа периферийных алмазов, а также тех, что находятся во внутреннем конусе. Профиль матрицы почти всех отечественных алмазных долот цилиндрикоконический;

- центральная часть матрицы выполнена конусной (вогнутой). В процессе разрушения породы в центре забоя образуется конус, который препятствует возникновению поперечных и частично крутильных колебаний.

Известно два способа армирования матрицы: однослойное и многослойное, чаще называемое импрегнированным. При однослойном армировании алмазы при укладке в пресс-форму размещают в один наружный слой с вылетом зерен алмазов над поверхностью матрицы.

Импрегнированные долота имеют матрицу, у которой торцевая часть насыщена синтетическими алмазами зернистостью 0,03-0,25 карат/шт. на глубину до 8 мм.

При однослойном размещении алмазов вылет их над поверхностью матрицы должен быть равным на  $\frac{1}{4}$  -  $\frac{1}{5}$  диаметра зерна. Известная американская фирма «Нортон кристенсен», являющаяся одним из лидеров по алмазному инструменту, рекомендует вылет около  $\frac{1}{3}$  диаметра зерна. Алмазы калибрующей поверхности долота должны иметь нулевой вылет, то есть быть утоплены в матрицу для предотвращения слома их при спуске долота на забой.

Кроме долот с природными алмазами выпускаются также долота с СА. Это типы ДРС, ДКС, ДЛС, ДУС, а также долота импрегнированные ДКСИ и ДЛСИ. В нашей стране алмазные долота производятся диаметром 138,1; 141,3; 157,1; 163,5; 188,9; 214,3; 267,5; 292,9 мм.

Шифр алмазного долота включает особенности конструкции, тип алмазов, диаметр в мм, твердость горных пород, для разбуривания которых предназначено это долото и номер заводской модификации. Например, шифр долота ДК 188,9 С6 расшифровывается так: долото с природными алмазами диаметром 188,9 мм для разбуривания малоабразивных пород средней твердости, 6- номер заводской модели.

Изготовление алмазных долот производится способом порошковой металлургии. Он включает следующие операции:

- укладка алмазных зерен в пресс-форму по определенной схеме и закрепления их клеем;

- приготовление смеси порошков, включая кобальт и карбиды вольфрама с медным или другим инфильтратом и засыпка порошков в пресс-форму;

- установка корпуса долота и холодное прессование корпусом, как пуансоном;

- операция спекания при нагреве до 1300 °С в вакуумной или водородной печи;

- механическая обработка, включая нарезку резьбы, фрезерование промывочных каналов, пескоструйная обработка матрицы.

При укладке алмазов в пресс-форму схема их размещения должна учитывать неравенство скоростей движения алмазных зерен по радиусу забоя. Известно, что в центре забоя скорость близка к нулю, а на периферии она максимальна. Изменение скорости зерен по радиусу забоя носит гиперболический характер. Алмаз на периферии за один оборот долота будет проходить значительно больший путь и разрушать больший объем породы, чем алмаз в центральной части, поэтому удельная работа, выполняемая им будет существенно больше и его износ интенсивнее. Таким образом, размещение алмазных зерен по площади рабочей поверхности должно быть таким, чтобы условие равенства удельной работы каждым алмазом было выполнено.

Кроме того, работоспособность алмазного долота в значительной степени зависит от того применяется ли при укладке алмазов ориентированное размещение их или нет, как в импрегнированном инструменте. Дело в том, что алмаз, как и некоторые другие минералы обладает анизотропией, то есть его твердость и износостойкость не равны по разным направлениям. Причина этого объясняется неравномерным расположением атомов в так называемых плоских сетках алмазов. По данным работы [16] сопротивления износу алмазов по разным направлениям меняется в 100 раз и более. Определено, что в алмазном зерне существуют направления наибольшей и наименьшей твердости. Таким образом, если направление по твердому вектору алмаза совпадет с равнодействующей реактивных сил породы при разрушении, то это может значительно уменьшить износ инструмента. В работе [14] расчетом показано, что ориентированное размещение алмазов по твердому вектору без учета реакции забоя может повысить стойкость долота в 2 раза.

### **3.3.4 Виды и причины износа алмазных долот**

Определяются главным образом физико-механическими свойствами разрушаемых пород, тщательностью подготовки забоя при переходе с бурения шарошечным долотом на алмазное и режимом отработки при углублении скважины.

Признак износа прежде всего проявляется уменьшением механической скорости проходки и повышением давления в нагнетательной линии при неизменных параметрах режима бурения. Падения скорости бурения может произойти также вследствие подсечения пропластка горных пород, имеющих большую плотность и твердость, а также из-за появления износа ГЗД.



Основные виды износа следующие:

- появление цилиндрической выработки 1 в центре долота (Рисунок 3.22а);
- повреждение калибрующей поверхности инструмента 2 (Рисунок 3.22б);
- образование кольцевой выработки 3 на торцевой рабочей поверхности долота (Рисунок 3.22в).

Кроме того, повреждения могут такие: эрозионный размыв матрицы с потерей алмазов;

- сколы, истирание и выламывание алмазов из матрицы;
- прижог и истирание алмазов.

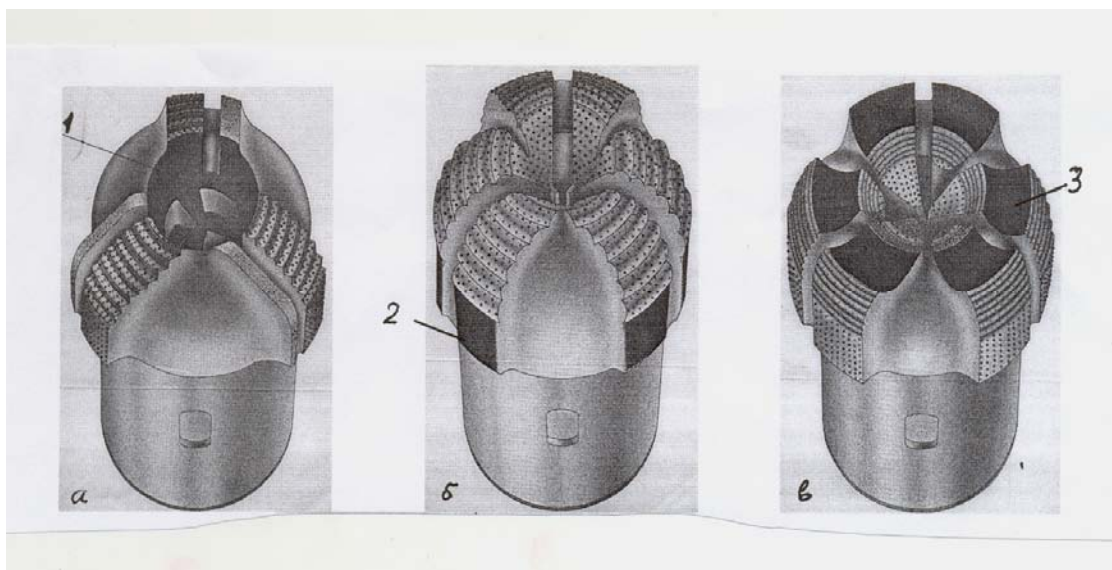


Рисунок 3.22 - Виды износа алмазных долот

Образование цилиндрической выработки в центре долота объясняется недостаточной очисткой центральной части забоя от твердых абразивных частиц горных пород. Повреждения калибрующей поверхности долота возникает в случае длительной проработки ствола скважины, сложенной абразивными породами, который был пройден предыдущим рейсом. Для расширения и калибровки ствола рекомендуется применять специальные долота ДП производства НПП «Буринтех», оснащенные алмазно-твердосплавными пластинами и твердосплавными резцами. Необходимо также предотвратить удары алмазных долот при их спуске через обсадные колонны. Образование кольцевой выработки алмазного долота встречается наиболее часто. Причины повреждения торца объясняются высоким содержанием песка в буровом растворе при последующем эрозионном износе сначала небольших участков матрицы, который перейдет в кольцевую выработку торца. Возникновение вибраций при проходке твердых и абра-



зивных пропластков горных пород в условиях плохого решения стабилизации КНБК также приводит к образованию кольцевых выработок.

Прижог долота с последующей графитизацией алмазов, как правило, случается вследствие уменьшения подачи бурового раствора и недостаточного охлаждения рабочей части долота. Кроме того, резкое увеличение осевой нагрузки на изношенное долото, образования сальников, частично перекрывающих промывочные каналы, также может быть причиной прижога. Эрозионный размыв матрицы и потеря алмазов возникают при плохой очистке бурового раствора, содержащего большое количество абразивных твердых частиц породы.

Наличие на забое сломанных зубьев фрезерованных шарошек и твердосплавных зубков, выпавших вследствие размыва гидромониторных насадок, падение сухарей от АКБ приводит к быстрому появлению кольцевых выработок на торце долота. Тщательная очистка забоя от металлических предметов является обязательным элементом подготовки скважины к началу алмазного бурения. Рекомендуется проводить чистку забоя еще при бурении шарошечными долотами в течении 3-5 рейсов с включением в КНБК шламометаллоуловителей.

Очистка забоя от металлических предметов производится фрезерами-ловителями магнитными и шламометаллоуловителями.

Фрезеры – ловители магнитные выпускают двух типов: без механического захвата типа ФМ и с механическим захватом ФМЗ.

Основной узел ловителя это постоянный магнит, предназначенный к захвату и удержанию ферро-магнитных обломков. Ловитель вида ФМЗ кроме магнита имеет также захватный узел рычажкового типа. Основным недостатком фрезеров-ловителей магнитных в том, что они не захватывают неферромагнитные предметы такие, как твердосплавные зубки и обломки из алюминиевых сплавов. В этом случае в состав компоновки необходимо включать также шламометаллоуловитель. Шламометаллоуловители видов МУТ, ШМУ-0, ШМУ-3, ШМУ-3Б, металлоуловитель-калибратор УМК, паук гидромеханический, разработанные в ВНИИБТ, нашли широкое применение в буровой практике [3]. Прежде всего это ШМУ-0 (шламометаллоуловитель от крытого типа), ШМУ-3, ШМУ-3Б (шламометаллоуловители закрытого типа). Наиболее простую конструкцию имеет металлоуловитель МУТ, представленный на рисунке 3.23.

Он состоит из кожуха 1, вала 2, переводника 3 и центрирующего штифта 4. Металлоуловитель вместо с фрезером-ловителем магнитным или с долотом с вращением и с промывкой плавно спускают на забой. Для эффективной работы металлоуловителя скорость восходящего потока бурового раствора в кольцевом пространстве между кожухом и стенкой ствола скважины должна быть более 3,7 м/с. За счет высокой скорости буровой раствора подхватывает металлические обломки с забоя и выносит их на уровень верхнего края кожуха, где скорость потока падает из-за резкого

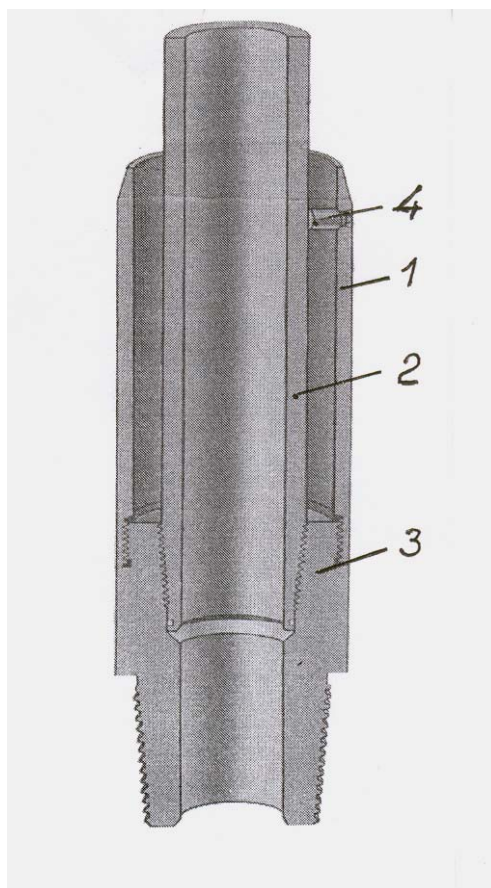


Рисунок 3.23 - Металлоуловитель МУТ

увеличения его кольцевого сечения. Под действием сил тяжести обломки металла осаждаются в кожух.

Известны также другие гидравлические ловители мелких металлических предметов с забоя скважины, основанные на их захвате эжекционным потоком бурового раствора.

Предельный износ алмазного долота, то есть признание его непригодным для дальнейшего бурения, согласно «Инструкции по алмазному бурению нефтяных и газовых скважин», разработанной ВНИИБТ, определяется следующими признаками [17]:

- потеря диаметра более чем на 3 мм;
- суммарная потеря изношенных и сколотых алмазов превышает 40 % от их общего числа;
- износ матрицы по глубине на 1-2 мм и обнажение алмазов на площади более чем 40 % от рабочей площади. Это не относится к импрегнированным долотам;
- образование кольцевых выработок на матрице, которые не перекрыты другими алмазами;
- наличие значительной цилиндрической выработки в центре долота, сильный эрозионный размыв матрицы.

Наличие любого из перечисленных дефектов обязывает специалистов, ведущих отработку долота, признать его полностью отработанным.

### 3.3.5 Одношарошечные долота

По характеру воздействия вооружения одношарошечного долота на горную породу они относятся к истирающе-режущим инструментам. Автором первых одношарошечных долот был американец Зублин Д. Широкой известностью пользовались его долота типа Симплекс. Такое долото отличалось от других тем, что к корпусу прикладывались сменные шарошки восьми типов, предназначенные не только для углубления ствола скважины в мягких вязких и средней твердости породах, но и для расширения ствола скважины, зарезки вторых стволов, фрезерования на забое металлических деталей, выправлении смятых участков обсадных колонн и разбуривания цементных стаканов.

Известны также долота Зублина Д., названные дифференциальными. Конструкция современного одношарошечного долота представлена на рисунке 3.24. Корпус 1 с лапой 2 переходит в цапфу 3.

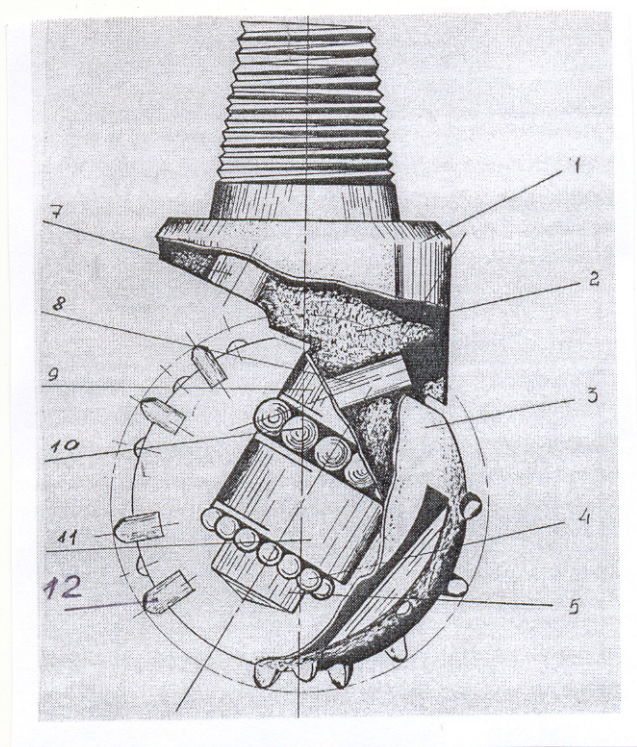


Рисунок 3.24 - Конструкция современного одношарошечного долота

Опора долота состоит из трех скользящих и двух шариковых подшипников: два больших подшипника скольжения 9 и 11 и упорный под-

шипник 5, а также шарикоподшипник замковый 10 и радиально упорный шарикоподшипник 4.

Шарикоподшипник замковый 10 собирается на месте через проход 8, который запирается замковым пальцем, фиксируемым электросваркой. Промывка забоя осуществляется через отверстие 7, направляющего поток бурового раствора по касательной к шарошке. Вооружение шарошки выполнено плосковыпуклыми твердосплавными зубками формы Г23. При вращении долота резец находясь в постоянном контакте с забоем и совершая сложное движение периодически вырезает в породе канавку по проекции на плоский забой, напоминающую эпитрохоиду.

Одношарошечные долота выпускаются ОАО «Волгабурмаш» в ограниченном объеме, причем 5 типоразмеров изготавливается с маслonaполненной герметизированной опорой для бурения пород средней твердости и средней абразивности и только 1 типоразмер выпускается с открытой опорой для проходки пород средней твердости и средней абразивности.

На рисунке 3.25 изображен общий вид одношарошечного долота с маслonaполненной опорой. Корпус 1 включает камеру с диафрагмой для выравнивания давления, закрытую крышкой 2, и соединительную резьбовую головку 3.

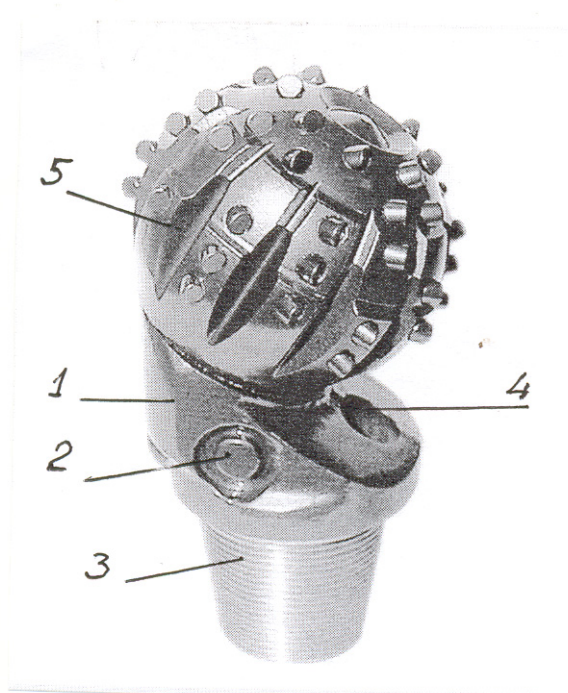


Рисунок 3.25 - Общий вид одношарошечного долота с маслonaполненной опорой

Промывка забоя производится при помощи отверстия 4 и продольных пазов 5. Главный недостаток одношарошечных долот заключается в низкой механической скорости бурения по сравнению с этим же показате-



лем у трехшарошечных долот. Несмотря на то, что сетка поражения забоя резами одношарошечного долота существенна, однако на забое часто образуются гребни с неразрушенной породой, называемые также целиками. Целики раздавливаются корпусом шарошки, но в целом эффективность разрушения породы по всей площади забоя низка, поэтому востребованность одношарошечных долот производством мала. В настоящее время на основе одношарошечных долот разработаны маслonaполненные герметизированные расширители типа ОДР и развальцеватели ОРШ, применяемые при установке в скважине профильных перекрывателей ПП216 и ПП216У при ликвидации интенсивных поглощений буровых растворов.

Расширитель ОДР (рисунок 3.26) предназначен для увеличения диаметра пробуренного ранее ствола скважины в породах различной твердости и абразивности. Круглая шарошка усечена цилиндром меньшего диаметра, ось которого является продолжением оси присоединительной



Рисунок 3.26 - Расширитель ОДР

резьбы. В транспортном положении благодаря совпадению оси цилиндрической поверхности шарошки с осью резьбы расширитель имеет, уменьшенный диаметр, поэтому он свободно проходит по стволу к месту расширения для установки профильного перекрывателя. ОАО «Волгобурмаш» выпускает три типа расширителя: ОДР 216/237, ОДР 145/152, ОДР 125/133.

На рисунке 3.27 а, б дан разрез и общий вид развальцевателя ОРШ. Наружная поверхность шарошки отличается от сферы наличием специальных пазов-лысок, предназначенных для улучшения промывки поверхности шарошки и ее охлаждения при нагреве во время развальцовки перекрывателя (рисунок 3.27б).

Развальцеватели выпускаются ОАО «Волгабурмаш» трех размеров – ОРШ 196, ОРШ 208, ОРШ 216, причем цифра в шифре развальцевателя означает диаметр шарошки в мм.

- расход бурового раствора (л/с). Это количество бурового раствора, подаваемого к ПБИ в единицу времени для привода забойного двигателя, охлаждения инструмента и выноса шлама с забоя скважины.

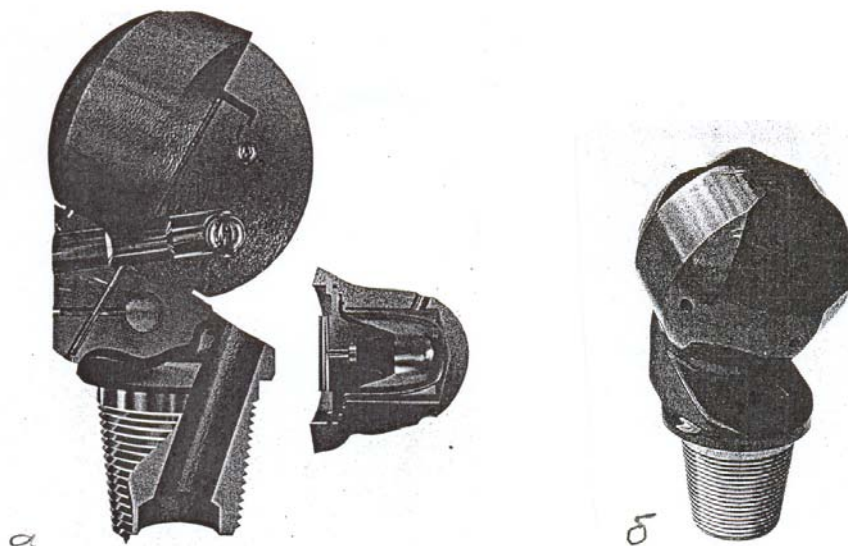


Рисунок 3.27 - Разрез и общий вид развальцевателя ОРШ

Расчетное количество подаваемого бурового раствора (промывочной жидкости) обеспечивает полное и своевременное удаление шлама с забоя для беспрепятственного его разрушения.

На качество очистки забоя влияют также свойства буровых растворов, которые в данной работе не рассматриваются.

### **3.3.6 Основные требования к ПБИ**

- 1 Обеспечение высокой механической скорости бурения.
- 2 Достижение большой проходки на долото, то есть инструмент должен быть достаточно долговечен при работе на забое.
- 3 Сохранение возможности передавать горной породе на забое значительные осевые нагрузки и воспринимать большой крутящий момент.
- 4 ПБИ должен иметь простое устройство, позволяющее вести отработку специалистам, подготовленным в техникумах, технических училищах и школах буровых кадров.
- 5 Стоимость ПБИ должна быть сравнительно небольшой. В случае, если инструмент изготовлен из дорогостоящих материалов и по специальным технологиям, имеющим затратный характер, необходимо показать,

что высокие показатели ПБИ экономически целесообразны по сравнению с базовым дешевым инструментом.

### 3.4 Долота с алмазно-твердосплавными пластинами и резцами (АТП, АТР)

#### 3.4.1 Общие сведения

Режущим элементом долот с алмазно- твердосплавными пластинами и резцами (ДАП) является пластина твердого сплава, покрытая тонким слоем (0,5-0,7 мм) поликристаллических алмазов. За рубежом за ними закрепилось название « алмазные долота РДС (Polycrystalline Diamond Compact)». Первой разработала такой сверхтвердый режущий элемент фирма «Дженерал Электрик» (США) в начале 70-х годов прошлого века. После значительной доработки в течение 1974-1977 г. алмазно-твердосплавные пластины торговой марки стратапакс нашли широкое применение для оснащения в виде режущего элемента буровых долот. Тонкий слой синтетических поликристаллических алмазов прочно связан с твердосплавной пластиной методом диффузионной сварки или под давлением. Созданный сверхтвердый композиционный материал имеет высокие прочность и износостойкость. По микротвердости он немного уступает природным алмазам (950-1000 МПа) превосходя в несколько раз твердый сплав по твердости. Предел прочности твердого сплава на изгиб в 1,7 раз больше этого же показателя у поликристаллического алмазного слоя. К тому же выявлено, что алмазный слой АТП и АТР не имеет анизотропности, что предотвращает появление трещин и увеличивает износостойкость в процессе резания горной породы. Отмечено, что АТП и АТР имеют свойство самозатачива-ния.

На рисунке 3.28 а, б изображено крепление АТП и АТР к корпусу или лопасти долота. АТП и АТР имеют формы круга, треугольника и в виде вырезанных лазером секторов круга.

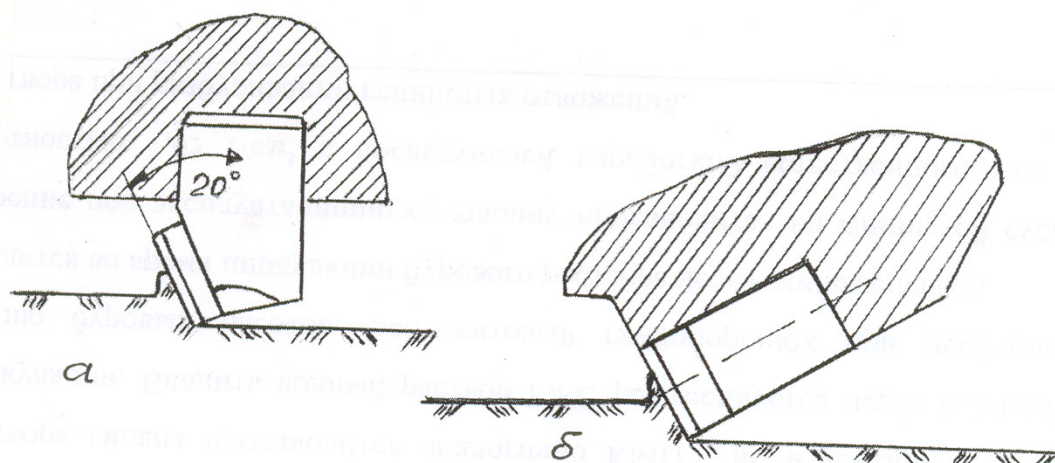


Рисунок 3.28 - Крепление АТП и АТР к корпусу

Круглые пластины в зарубежных долотах выпускаются преимущественно диаметром 13,3 и 19 мм, а в России 8,10, 13, 13,5 и 19 мм.

Обычно устройство АТП может быть двухслойным с разной толщиной алмазного слоя и твердосплавной основы и плоской поверхностью между ними. Для улучшения связи двух слоев пластины некоторые зарубежные фирмы фрезеруют перед их соединением прорези в твердосплавном диске для увеличения суммарной контактной поверхности.

Устройство долота ДАП и его общий вид приведены на рисунке 3.29. Корпус 1, имеющий осевую полость 6, содержит на себе лопасти 2 с зубками АТП 3. Буровой раствор из полости корпуса через гидромониторные насадки 4 направляется для охлаждения рабочих элементов и удаления шлама с забоя скважины. Для предохранения размыва корпуса и выпадения гидромониторных насадок предусмотрено уплотнительное кольцо 5. Корпус имеет присоединительную резьбу 7.

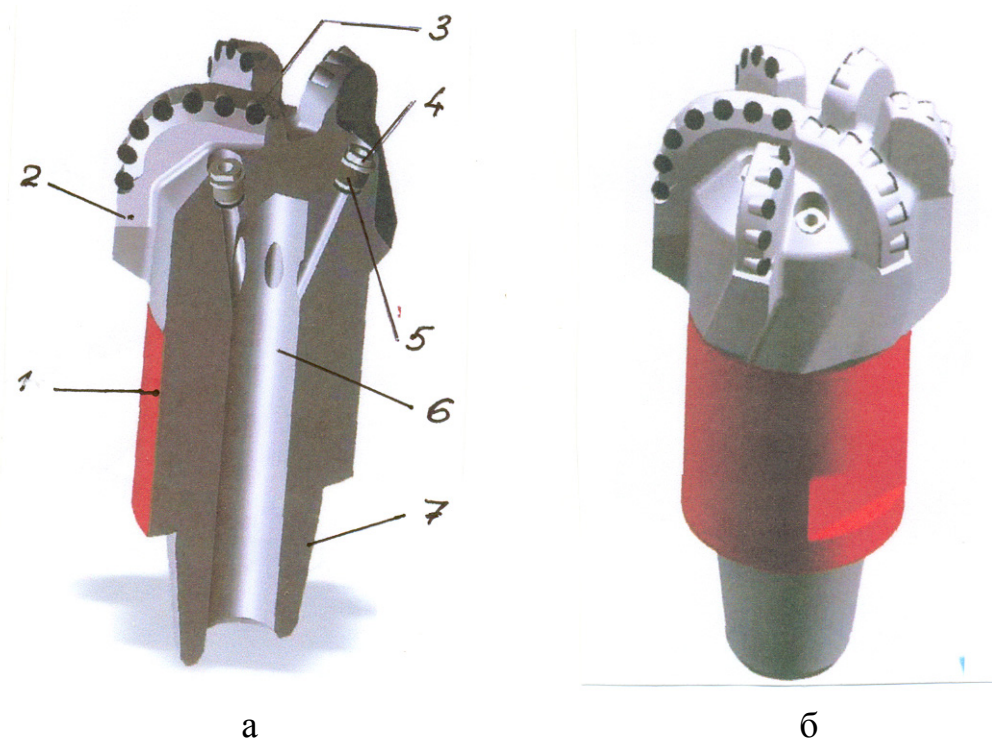


Рисунок 3.29 - Устройство долота ДАП и его общий вид

Продолжая рассматривать вопрос об устройстве алмазно-твердосплавных долот, следует отметить то, что если первые конструкции долот были в виде сплошной матрицы с размещением резцов по спирали или радиальными рядами, то постепенно определилась тенденция размещать резцы по секторам, а позднее и по лопастям.

На рисунке 3.30 изображено одно из первых долот фирмы «Секьюрити», которое в определенной степени разрушает горную породу скорее



фрезерованием, чем резанием. Современные алмазно-твердосплавные долота имеют ярко-выраженную агрессивную режущую конструкцию, позволяющую достигать высоких значений механической скорости проходки.

Долота с АТП нашли широкое применение на месторождениях США, в Европе (Северное море), в Африке при разбурировании мягких и средней твердости пород, таких как глинистые сланцы, глины, алевролиты, известняки, аргилиты, мел, соли, малоабразивные песчаники. Показатели бурения по проходкам на долото, механической скорости и стойкости были в 3-4 раза больше, чем у шарошечных долот с твердосплавным вооружением и маслoнаполненной герметизированной опорой. Зафиксированы такие рекордные результаты, как проходка на долото 4700 м (долото фирмы «Дриллинг энд Сервис»), износостойкость 643 часа (долото фирмы «Смит Тул»), а с помощью долота РД-11 фирмы «Страта Бит корп» рекордная механическая скорость составила 72,4 м/ч.

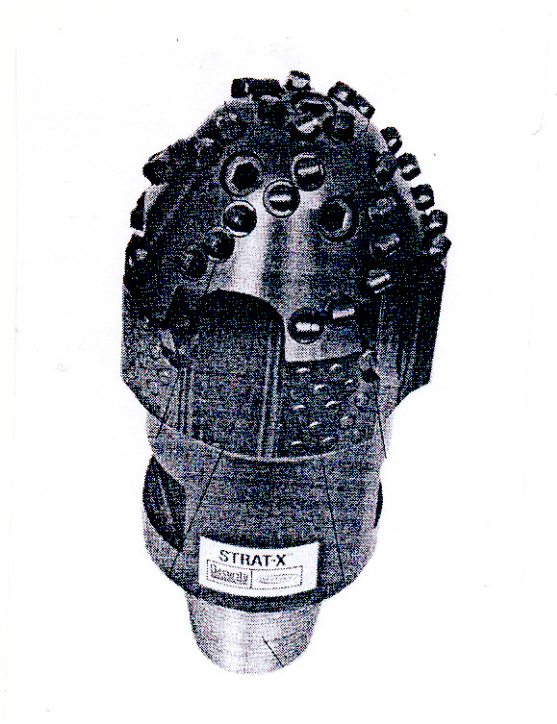


Рисунок 3.30 - Одно из первых долот фирмы «Секьюрити»

Отмечены следующие преимущества долот с АТП:

- высокая стойкость вооружения к абразивному износу;
- отсутствие опоры и движущихся элементов, как одной из возможных причин выхода долота из строя;
- снижения числа рейсов и уменьшения сроков строительства скважин;
- резкое улучшение состояния ствола скважин;
- улучшения управлением ствола скважин в процессе бурения;

- меньший износ бурильных и обсадных труб и наземного оборудования;
- появление возможности уменьшить диаметр скважины;
- снижение осевой нагрузки на долото.

Резкий рост объемов бурения с алмазно-твердосплавными долотами в странах капиталистического мира позволил некоторым специалистам сделать прогноз о том, что к 1990-93 г.г. половина объема бурения в мире будет выполняться новыми долотами, назвав происходящее второй революцией в области бурового дела. Имелось очевидно ввиду то, что первая революция – это переход от лопастных долот на шарошечные в начале прошлого века.

В нашей стране бурение алмазно-твердосплавными долотами началось в 80-х годах прошлого столетия на скважинах Талинского месторождения Красноленинского свода. Использовались долота Lx-22H, Lx-22гидро, ТД-105 и ТД-202 бельгийской фирмы «Диам Борт».

Долота типа Lx выполнено в виде лопастей, имеющих ступенчатую биконическую форму. Алмазно-твердосплавные пластины в виде дисков и секторов, равных  $\frac{1}{4}$  части круга, носят название Диапакс. Размер 13,3 мм. Общий вид долота представлен на рисунке 3.31 .

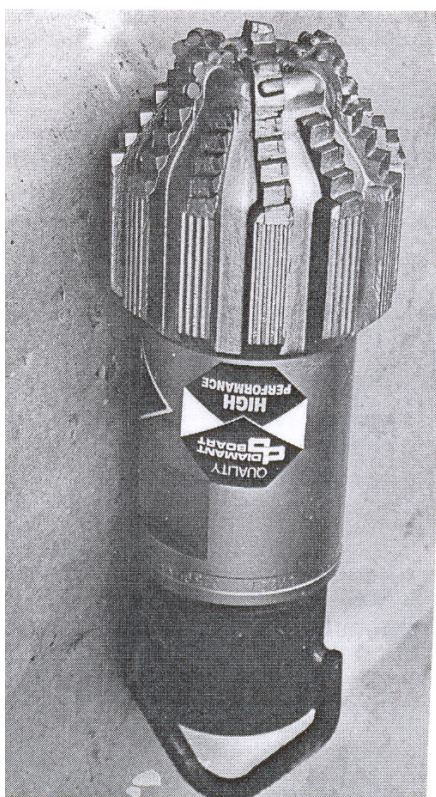


Рисунок 3.31 - Общий вид долота типа Lx

Долота Lx предназначены для роторного и турбинного бурения мягких вязких и пластичных пород. Промывка осуществляется через отверстия в центре, калибрующая часть долота защищена вставками из вольфрамо-кобальтового сплава. Долота типа ТД предназначены для роторного бурения мягких, липких, вязких малоабразивных пород. Рабочая головка выполняется укороченной и скорее всего может быть названа плоской.

Долота Lx и ТД отработывались в интервале 650-2810 м. Получены следующие результаты: по долотам Lx средняя проходка на долоте составила 3100 м и механическая скорость 16,3 м/ч. Показатели по долотам ТД колеблются в диапазоне 2017-3480 м по проходке на долото и 14,3 м/ч по механической скорости. Для сравнения у шарошечных долот Ш215,9 МГВ в этом интервале проходка на долото была равна 116 м, а механическая скорость 17,1 м/ч.

Первые отечественные долота с АТП и АТР были изготовлены на экспериментальном заводе ВНИИБТ (пос. Поворово Московской области), на опытном заводе ИСМ (г. Киев) и опытном заводе «Нефтемаш» (г. Куйбышев) Производство АТП было организовано на опытном заводе ИСМ.

### **3.4.2 Устройство долота ДАП**

При отработке долот ДАП 214,3 М (три модификации) в интервале 1426-2710 м Талинского месторождения проходка на долото была равна 1820-2003 м, а механическая скорость 14,4-16,5 м/ч. Следует заметить то, что когда в долоте ДАП 214,3 М2 АТП института ИСМ были заменены на зарубежные пластины Стратопакс, то результаты отработки оказались рекордными: проходка на долото составила за 16 рейсов 4587 м, а механическая скорость достигла 19,1 м/ч.

В 1989 г. алмазно-твердосплавные долота были испытаны на Ловинской, Западно-Ловинской, Филипповской и Лазаревской площадях Шаимской группы месторождений в глинистых породах с пропластками слабоцементированных алевролитов.

Результаты испытаний: средняя проходка на долото 1445,5-1609 м, то есть в 4,7-5,2 раза превышает проходку на шарошечное долото Ш 215,9 МЗГВ, но механическая скорость бурения шарошечным долотом в 2 раза больше, чем скорость углубления с алмазно-твердосплавным долотом.

На рисунках 3.31 и 3.32 дан общий вид долот ДАП-214,3 М1 и ДАП 214,3 М4. Долото ДАП-214,3 М1 шестилопастное, оснащенное 51 пластинами АТ диаметром 13,5 мм. Имеется три отверстия, не перекрытые тремя короткими лопастями.



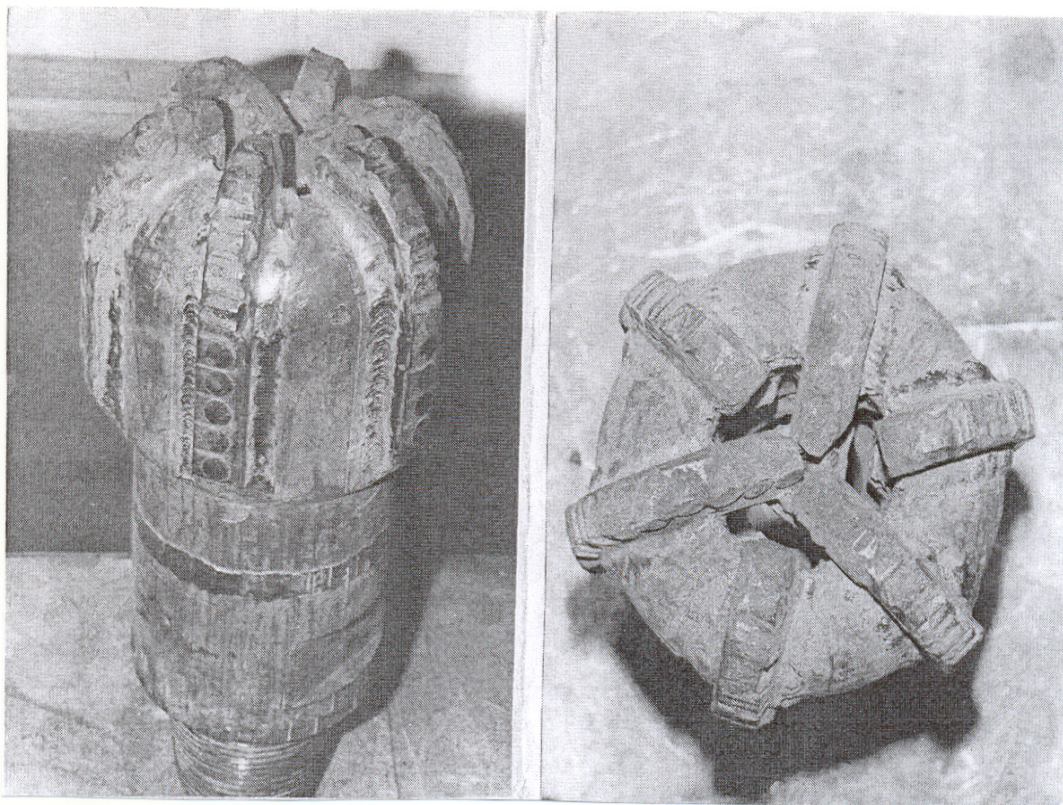


Рисунок 3.32 - Общий вид долот ДАП-214,3 М1

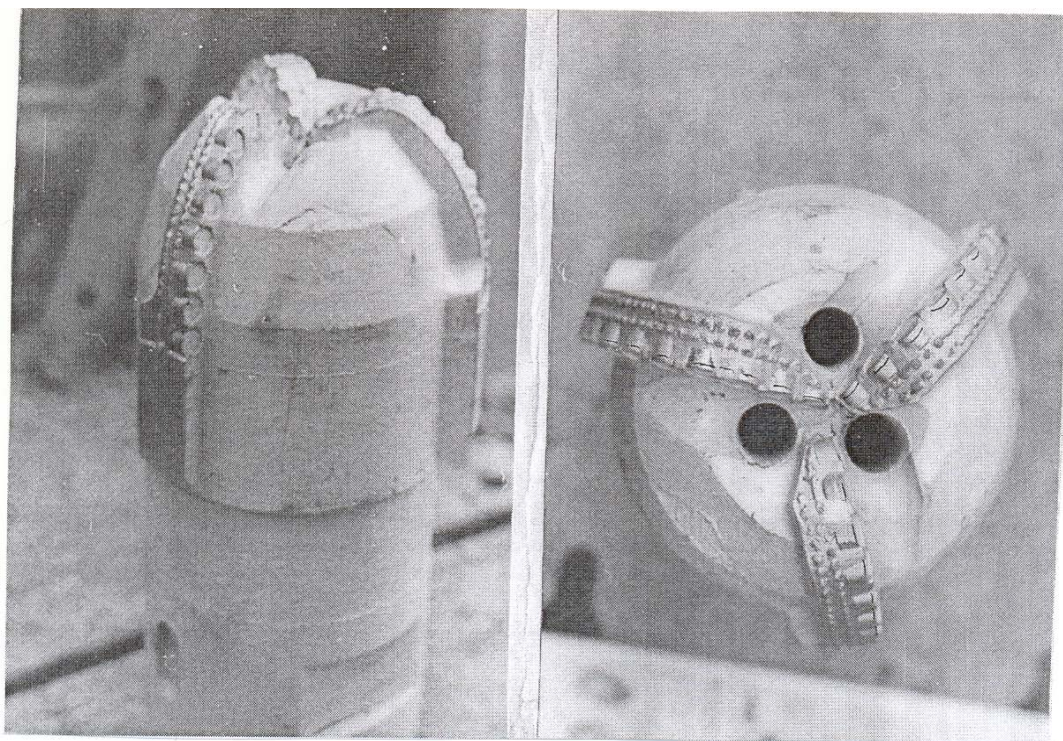


Рисунок 3.33 – Общий вид долот ДАП 214,3 М4



Долото ДАП-214, М4 имеет уменьшенную опорную поверхность. Число лопастей сократилось до трех. Каждая лопасть армирована одним рядом алмазно-твердосплавных пластин и двумя рядами синтетических поликристаллических алмазов СВС-П. Общее число АТП долота равно 29. Пластины дисковой формы диаметром 13,5 мм. Промывка долота производится с помощью трех отверстий размером 18 мм. Суммарная масса алмазов СВС-П составляет  $78 \pm 20$  карат.

Резкий рост объемов бурения в Западной Сибири с помощью долот с АТП и АТР произошел на грани конца 20 – и начала 21 столетия. Благодаря усилиям объединения ОАО «Сургутнефтегаз» и научно-производственного предприятия «Буринтех» (г. Уфа) были разработаны новые долота типа БИТ, позволившие существенно улучшить технико-экономические показатели проходки скважин.

Например, с помощью первого поколения долот БИТ 214,3 МС; 214,3 МС2; 214,3 С2 (рисунок 3.34), отработанных в нижних интервалах нефтяных скважин (1800-3150 м) Конитлорского, Рускинского, Федоровского, Северо-Юрьевского, Тончинского месторождений в 2002 г. получены следующие результаты: проходки на долото достигли 653-975 м при стойкости 65-70 часов и механической скорости 10-11,4 м/ч [18, 19].

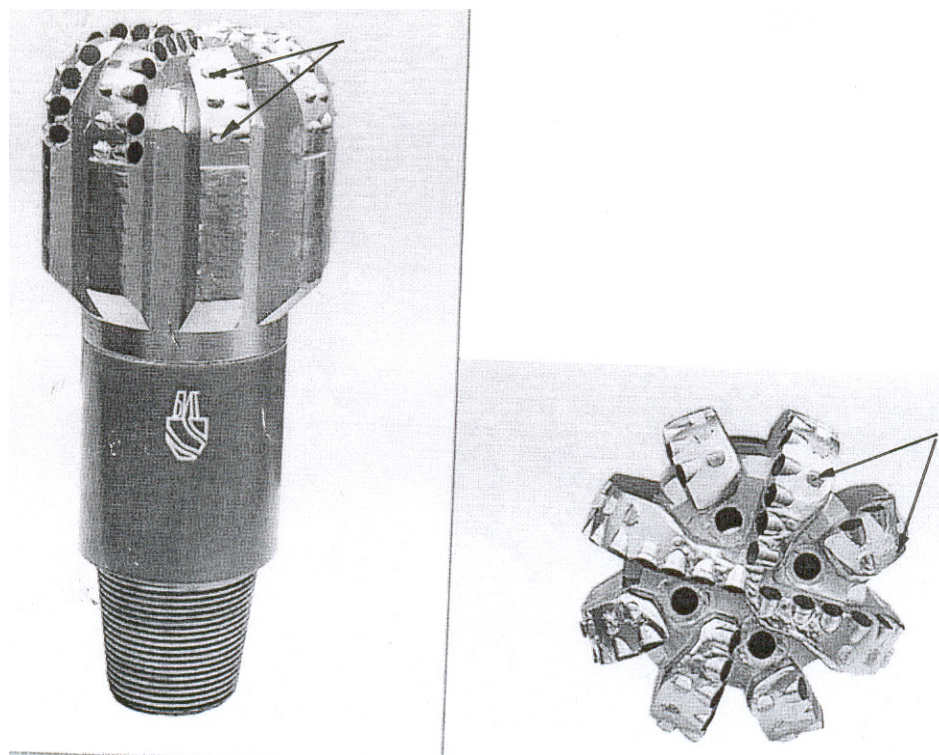


Рисунок 3.34 – Долото БИТ 214,3 С2

Лучшие результаты получены с помощью долот БИТ 214,3С2. На долото № 173 за 5 рейсов было набурено 2194 м в интервале 2105-2670 м. Сравнение показателей отработки долот БИТ с лучшим по достигнутому

результатам в интервале 1522-3294 м шарошечным долотом III 215,9 МЗ ГАУ-R233 показало, что показатели долот БИТ превышают шарошечные долота по проходке на долото в 2,5 раза, по стойкости в 2 раза и по механической скорости в 1,5 раза.

Долото БИТ 214,3 С2 (код IADC 5434) предназначено для бурения в малоабразивных породах средней твердости IV-VI категорий с пропластками твердых пород. Долото оснащено АТП диаметром 13,5 мм числом 60 штук. Модификация С2 отличается от долот типа С наличием дополнительных вставок с импрегнированными алмазами (показаны стрелками). Это увеличивает износостойкость инструмента за счет повышения плотности вооружения.

Долото имеет четыре промывочных отверстий диаметром 16 мм. Предназначено долото для бурения с ВЗД или ротором. Применение алмазно-твердосплавных долот БИТ в интервале ниже 2000 м позволило получить экономический эффект в сумме 700 тыс. рублей на одно долото.

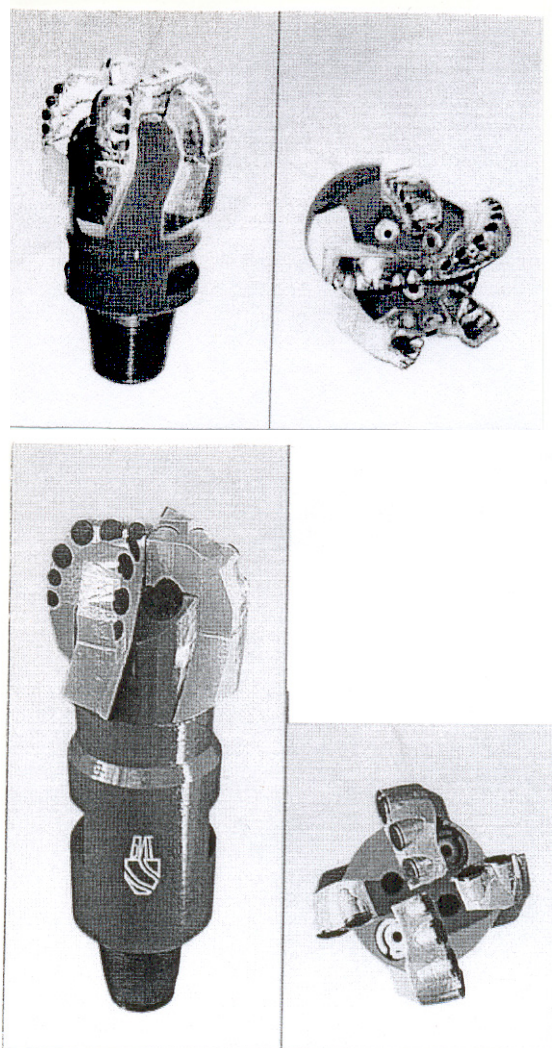


Рисунок 3.35- Долота БИТ 214,3 М5 и БИТ 214,3 М4

Дальнейшее совершенствование долот Бит специалистами НПП «Буринтех» совместно с производителями ОАО «Сургутнефтегаз» обеспечило новый рост показателей проходки. Отработка долот второго поколения М4, М5, 2МС с приводом от ВЗД в течение 2003-2004 г.г. показала, что новые долота обеспечивают существенное увеличение скоростей бурения. Лучшие результаты получены при отработке долота БИТ 214,3 М5 (рисунок 3.35).

Проходка на долото в 2,3 раза, по стойкости в 1,5 раза выше, чем у долот МС и МС2. Долото БИТ 214,3 М5 (код IADC 5233) предназначено для проходки мягких малоабразивных пород I-III категории твердости. Обладает «агрессивной конструкцией режущей части за счет сравнительно большого вылета АТП над поверхностью всех пяти лопастей. Общее число АТП диаметром 13,5 мм составляет 33 шт. Промывочная система долота содержит 5 отверстий диаметром 13 мм. Рекомендуемый привод ВЗД или ротор.

Следует также отметить, что НПП «Буринтех» пойдя навстречу пожеланиям проходчиков скважин выпустило ряд алмазно-твердосплавных долот с увеличенным диаметром для обеспечения лучшей вписываемости элементов КНБК в интервалах набора кривизны. Например, появились долота БИТ 215,9 М4, БИТ 215,9 М5, БИТ 2-215,9 МС, а также БИТ2-220, 7 МС.

Таким образом была решена задача улучшения технологии бурения в нижних интервалах скважин, требовавших существенных затрат труда. В дальнейшем НПП «Буринтех» разработало новые долота Бит для бурения под кондуктор, такие, как БИТ 295,3 М4, БИТ-2-295,3 М4, БИТ2-295,3 МС и БИТ 295,3 С9.

В целом с помощью одного такого долота были пробурены интервалы скважин под 10-15 кондукторов. Кроме НПП «Буринтех» в нашей стране алмазно-твердосплавные долота производят ОАО «Волгабурмаш» и СП ЗАО «Удол» («Удмуртские долота»), организованное при участии фирмы «DPI» (США) и российских предприятий АО «Удмуртнефть» и ГПО «Воткинский завод».

Мировой и отечественной практикой освоены бицентричные алмазно-твердосплавные долота (рисунок 3.36) предназначенные для бурения скважин. В мягких с пропластками средней твердости малоабразивных породах III-IV категории с одновременным расширением ствола вертикальных и наклонно направленных скважин. НПП «Буринтех» относят эти долота к модификации «БИТ 4». Например, шифр бицентричного долота БИТ-4-152,4/175 МС следует понимать так: проходной диаметр 152,4 мм, а 175- это диаметр расширения в мм. Последние две буквы характеризуют группу твердости пород.

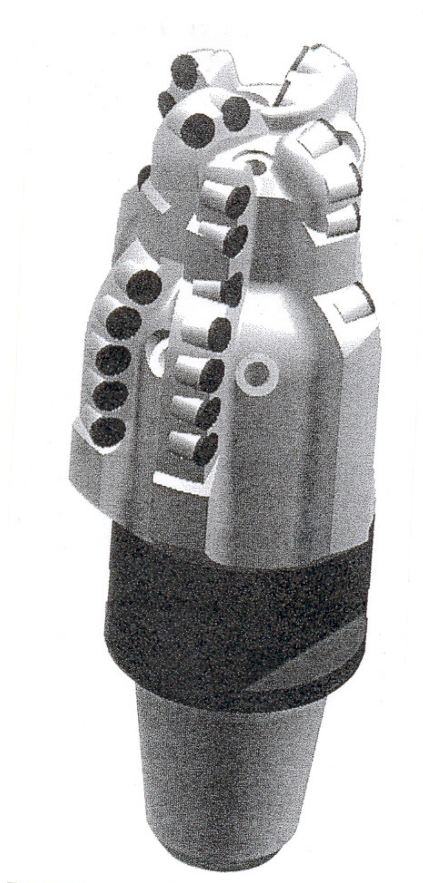


Рисунок 3.36- Бицентричные алмазно-твердосплавные долота

Очевидно, что совершенствование алмазно-твердосплавных долот в будущем будет продолжено, как и эффективная их отработка. Но уже сейчас можно отметить, что тенденция замены шарошечных долот алмазно-твердосплавными наметилась, а в передовых буровых организациях стала фактом. Так в Сургутском УБР № 1 ОАО «Сургутнефтегаз» в 2006 г. 70 % объема всего бурения выполнена с помощью долот типа БИТ.

Алмазно-твердосплавные пластины используются также для вооружения долот, относящихся к вспомогательному технологическому инструменту. Это специальные долота для расширения и калибрования ствола скважины, применяемые взамен пикообразных долот ПР. В НПП «Буринтех» они выпускаются под шифром ДП (рисунок 3.37). Например, долото ДП-214,3 МС имеет следующие основные параметры:

- количество АТП диаметром 13,5 мм 18;
- количество твердосплавных резцов 21;
- число промывочных отверстий – 7;
- привод от ГЗД или ротора.



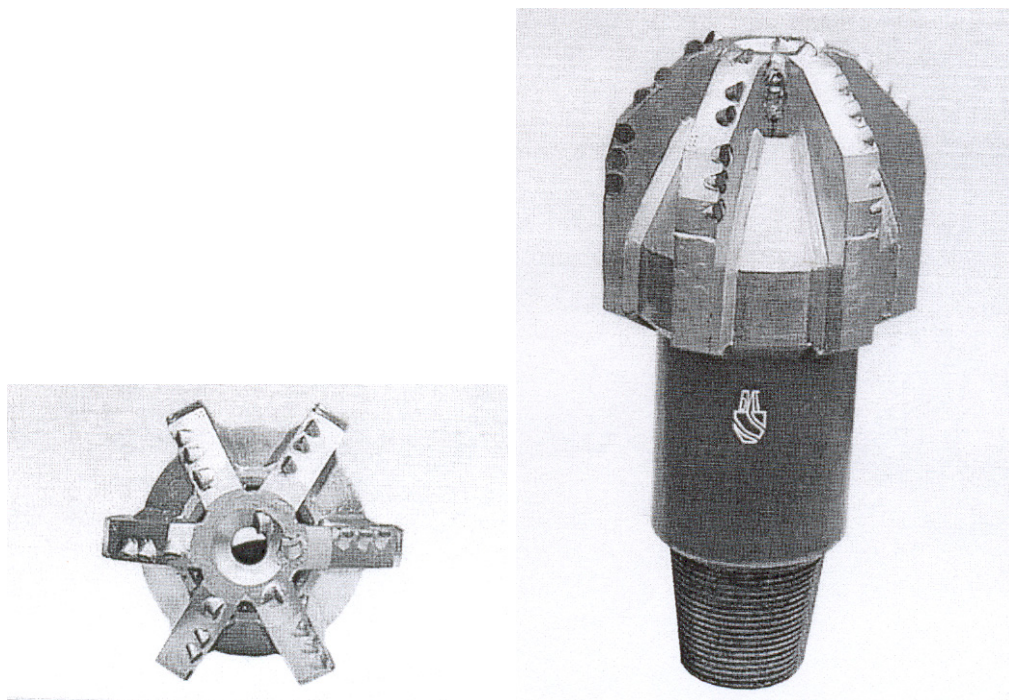


Рисунок 3.37 - Долото ДП-214,3 МС

Кроме того, при алмазно-твердосплавном бурении применяются долота типа ДТ, предназначенные для разбуривания цементных мостов и песчаных пробок (рисунок 3.38). Они оснащены твердосплавными резцами. Применяются вместо пикообразных долот типа ПЦ.

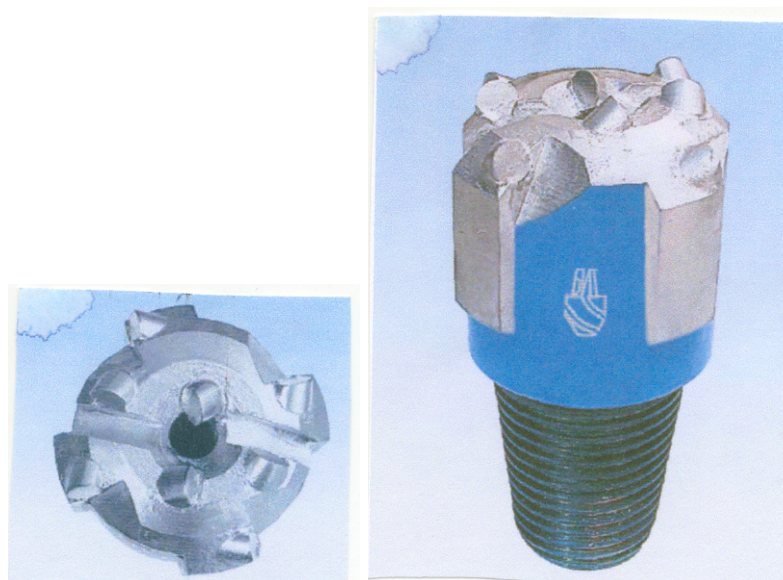


Рисунок 3.38 – Долота типа ДТ

При работе алмазно-твердосплавного долота над ним в КНБК устанавливается калибратор-расширитель «КР», лопасти которого армированы

твердосплавными зубками и вставками. На рисунке 3.39 изображен калибратор-расширитель КР-215,9 СТ, предназначенный для калибрования и расширения стенок отдельных участков ствола, сложенных средней твердости и твердыми абразивными породами.

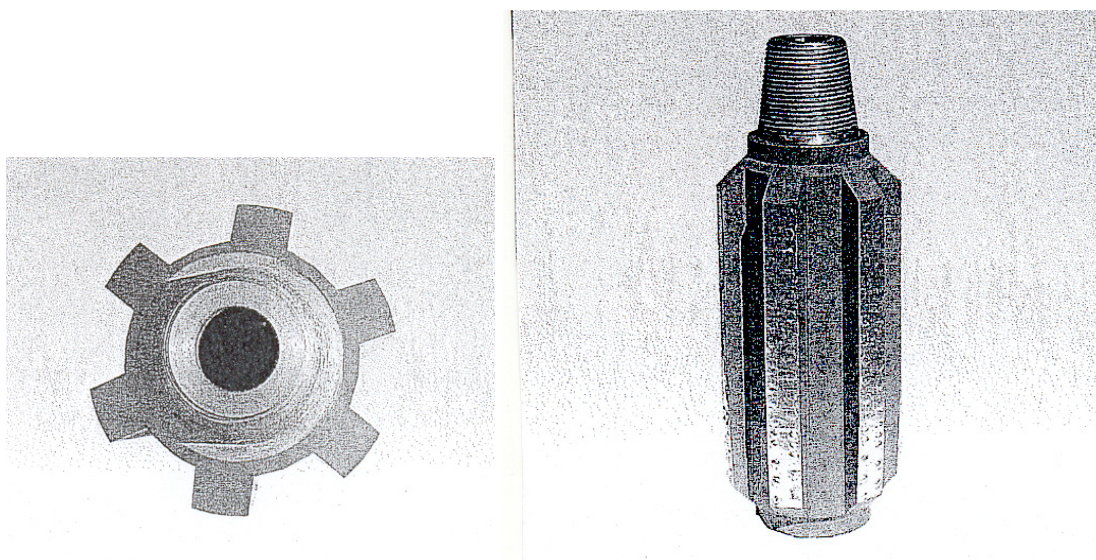


Рисунок 3.39 – Калибратор-расширитель КР-215,9 СТ

### 3.4.3 Износ долот и бурильных головок с АТП и АТР

#### Контроль износа

Визуальный осмотр долота производится после каждого подъема его с целью определения характера износа рабочей части и принятия решения о том, возможна ли дальнейшее использование. Принятие решения о предельном износе долота зависит от наличия следующих повреждений [17]:

- образование кольцевой выработки на рабочей поверхности;
- износ по наружному (для долот), а также внутреннему (для буровых головок) диаметром более 3 мм;
- отслоение алмазного слоя пластин, выпадение и сколы алмазного слоя, износ пластин с уменьшением их более, чем на  $\frac{1}{2}$  радиуса;
- наличие существенных повреждений, которые исключают применение долота в следующем рейсе: сколы трещины и эрозионный размыв матрицы.

Полное описание износа после окончания рейса вносят в буровой журнал, рапорт бурового мастера и накопительные ведомости при помощи кода.

Код износа.

Общее состояние ДАП и КАП после визуального осмотра фиксируется следующим выводом: «в работе» или «отработано». Вывод «в работе» означает о том, что АБИ находится в работоспособном состоянии и возможно использовать его повторно. Вывод «отработано» записывается в том случае, если АБИ не может быть использован повторно из-за обнаружения дефектов, приведенных выше.

Фиксация видов износа и объема повреждений производится буквами (вид износа) и цифрами (размер дефекта в мм). Обозначения видов износа следующие [17.]:

ц – выработка в центральной части долота;

т – повреждение на торцевой рабочей поверхности в виде кольцевой выработки;

П – дефект на периферийной краевой поверхности АБИ;

d – увеличение кернообразующего отверстия бурголовки до соответствующей величины;

Д – износ наружного диаметра АБИ до соответствующей величины;

О – отслоение алмазного слоя АТП и АТР с указанием числа поврежденных пластин и размеров отслоения в виде частей диаметра пластины;

В – выпадение АТП и АТР в штуках;

И – износ алмазного слоя в мм у определенного числа АТП и АТР;

С – сколы алмазного слоя у определенного числа АТП и АТР с указанием дефекта в виде дробных частей площади пластин.

Например, запись видов и размеров износа может быть такой:

Ц 30x15 – выработка в центральной части долота диаметром 30 мм и глубиной 15 мм;

Т 100x110x9 – кольцевая выработка на торце долота между диаметрами 100 и 110 мм глубиной 9 мм;

П 211x6 – выработка периферийной части долота с указанием меньшего диаметра дефекта, который равен 211 мм, и глубины повреждения в 6 мм;

d 84 – увеличение внутреннего диаметра бурильной головки до 84 мм;

Д 185,9 – потеря диаметра АБИ до 185,9 мм;

О 1/5x4 и О 1/6x9 – отслоение алмазного слоя на 1/5 диаметра у 4-х пластин и на 1/6 у 9 пластин;

В3 – выпадение 3х АТП и АТР;

И 4x23 – износ на 4 мм по радиусу 23 АТП и АТР;

С 1/4x15 – сколы алмазного слоя 15 пластин на 1/4 ее поверхности.

В качестве примеров приведем фотографию наиболее часто встречающихся видов износа (рисунок 3.40).



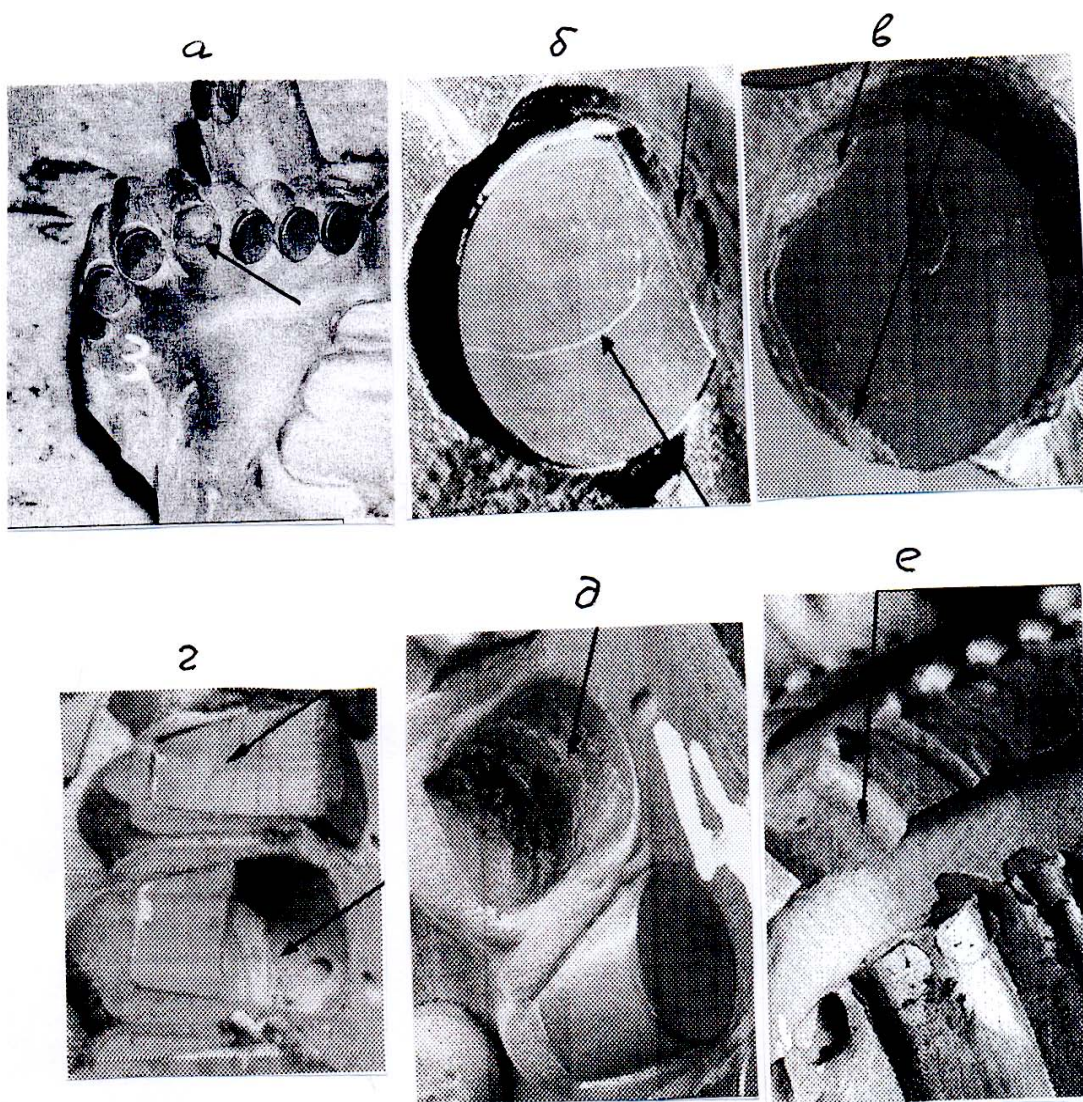


Рисунок 3.40 – Виды износа долот и бурильных головок с АТП и АТР

На рисунке 3.40 а показано отслоение алмазного слоя на одном из резцов (повреждения здесь и далее показано стрелкой). На рисунке 3.40 б виден скол алмазного и твердосплавного слоев резца и трещина на алмазном слое.

Рисунок 3.40 в представляет повреждение в виде неровного скола АТП. На рисунке 3.40 г наблюдается абразивный износ двух резцов вдоль образующей цилиндра со сломом и выпадением части одного резца с алмазным слоем. На рисунке 3.40 д видно выпадение одного АТР. Рисунок 3.40 е посвящен изображению кольцевой выработки на границе рабочей и кольцевой поверхностей.

#### 3.4.4 Зарубежные алмазно-твердосплавные долота

Как известно, широкое применение ДАП за рубежом и немедленный успех способствовали тому, что ряд крупнейших долотных фирм в 80х-90х

годах 20 века приложили немало усилий и средств в исследование и совершенствование этого типа породоразрушающего инструмента. В России этот процесс начался практически 25-30 лет спустя.

Вследствие этого организации – производители отечественных ДАП смогли отладить проектирование и изготовление этих долот для бурения в мягких, мягких с пропластками средних, средней твердости малоабразивных породах. Вне этого диапазона остались долота для бурения в твердых, крепких и очень крепких абразивных породах, поэтому в данном разделе наше внимание будет уделено конструктивным особенностям и характеристикам этих алмазно-твердосплавных долот. Такие долота производят почти все долотные фирмы. Но лидерами являются такие компании, как «Кристенсен», ДБС, «Хьюз Кристенсен» и объединенная в 1998 г компания «Рид-Хейкалог»- (Корпорация «Шлюмберже»).

Среди долот компании «Нортон» выделяются долота серии S, оснащенные термостойкими самозатачивающимися синтетическими режущими элементами Балласет. Например, долото S226 изображенное на рисунке 3.41. Долото состоит из корпуса 1 и размещенной на нем твердосплавной противозерозионной матрицы. Рабочий торец выполнен цилиндробиконическим с наружным 2 и внутренним 3 конусами. Рабочий торец армирован режущими элементами 5 в виде трехгранных призм. Промывочная система включает щелевые отверстия 4, которые собираются с внутренней полостью долота, каналы 8 и проёмы 7.

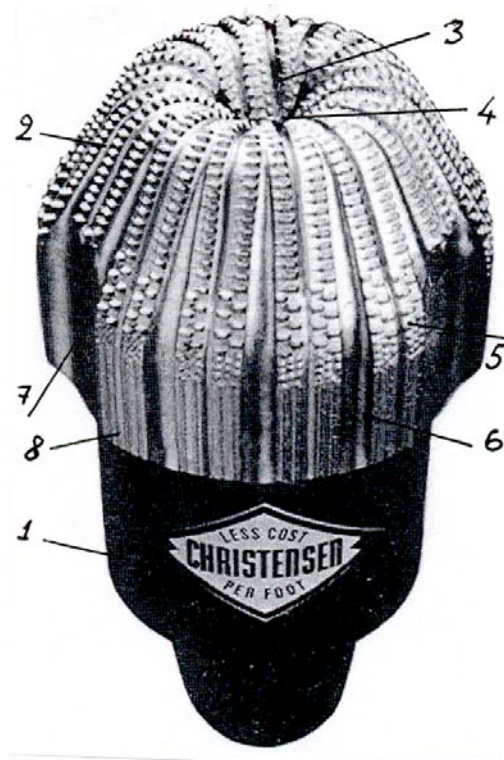


Рисунок 3.41 – Долото S226



Долото предназначено для проходки в средней твердости, твердых и крепких породах средней абразивности. В этой серии необходимо отметить долота S248, S249, S246, которые могут быть использованы для бурения в твердых, крепких и очень плотных высокоабразивных породах. Среди долот этой серии выделяется импрегнированное долото S279 (рисунок 3.42), применяемое для бурения твердых, очень твердых, крепких и очень крепких весьма абразивных пород с приводом от турбобура. Отличается, как видно из рисунка, довольно плоским торцом, который разрезан промывочными каналами 1 на импрегнированные элементы – выступы 2. Калибрующая поверхность защищена природными алмазами 3. Система промывки долота представлена кроме каналов 1, щелевыми отверстиями 5 и шестью проёмами 4.

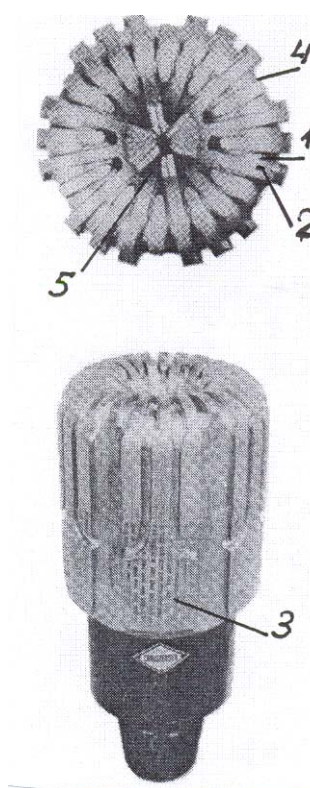


Рисунок 3.42 – Импрегнированное долото S279

Из долот фирмы «Кристенсен» следует выделить долота серии М, например долото М 437 с термостойкими синтетическими поликристаллическими резцами мозаичного типа. Последний собирается из отдельных термостойких импрегнированных элементов, представленных пластинами трехгранной, квадратной и других форм (рисунок 3.43).

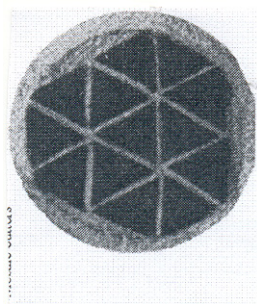


Рисунок 3.43 - Долото М 437

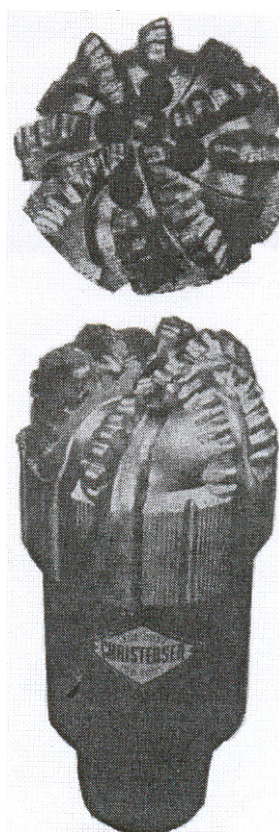


Рисунок 3.44 - Долото М 437

Долото М 437 изображено на рисунке 3.44. Заметим, что фирма «Кристенсен» выпускает также долота комбинированно типа серии Z. Вооружение этих долот представлена в виде комбинации обычных синтетических поликристаллических резцов с термостойкими резцами мозаичного типа. Долота серии Z по внешнему виду идентичны долотам серии М мозаичного типа. Они имеют твердосплавную матрицу. Калибрующая поверхность защищена природными алмазами. Долота предназначены для бурения в твердых абразивных породах.

Лидером поставки алмазных долот для бурения твердых и крепких абразивных долот является также фирма Diamant Boart Stratabit (ДБС). Она

выпускает долота серий ТТ, ТВ, ТВТ. Из импрегнированных природными алмазами размером 250 шт./карат долот серии ТВ выделяется долото ТВ 521 итр. (рисунок 3.45), предназначенное для разбуривания очень твердых и крепких весьма абразивных пород.

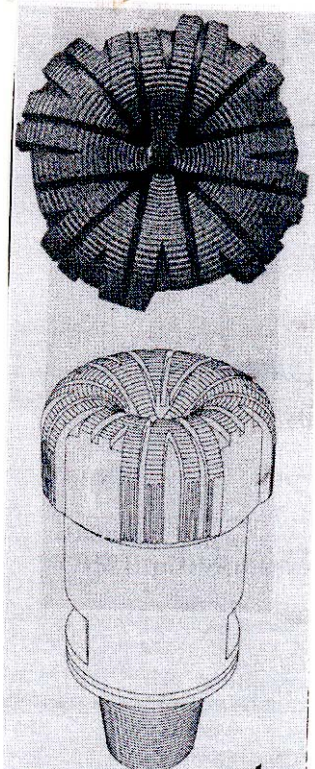


Рисунок 3.45 – Долото ТВ 521 итр

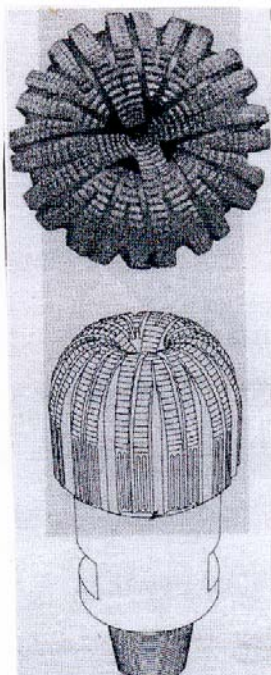


Рисунок 3.46 – Долото ТВТ 703



Отличается плоским профилем с тупым внутренним конусом. Промывка осуществляется через центральное сопло. Калибрующая поверхность армирована природными алмазами и наплавкой зерновым твердым сплавом. Из долот серии ТВТ отметим долото ТВТ 703, представленное на рисунке 3.44. Отличается параболическим профилем со средним внутренним конусом. Вооружение торца комбинированное: термостойкие поликристаллические самозатачивающие резцы Трипакс, усиленные каждый круглым природным алмазом размером 3 шт./карат. Промывка производится через центральное сопло. Калибрующая поверхность защищена природными алмазами и наплавкой зерновым твердым сплавом.

Американская фирма «Рид-хейкалог» после объединения фирмы «Рид». Сначала с алмазной фирмой «Американ Коулдсет», а затем с фирмой «Хейкалог» существенно расширила выпуск алмазных и алмазно-твердосплавных долот. Объявлено, что объединенная фирма выпустила серию импрегнированных долот «Дурадаймонд» (рисунок 3.47). Разработано 5 конструкций долот для бурения от средне- до сильно абразивных пород. На рисунке 3.47 изображен фрагмент матрицы одного типа долота. В описании долот указывается, что импрегнирование произведено на основе термостойких поликристаллических алмазов. Сообщается также, что фирмой разработана новая конструкция алмазно-твердосплавных резцов «TREX», имеющих на 200-400 % большую износостойкость, чем лучшие из резцов типа «Стратапакс». Следует ожидать появление новых типов ДАП с повышенными скоростями бурения в абразивных породах.

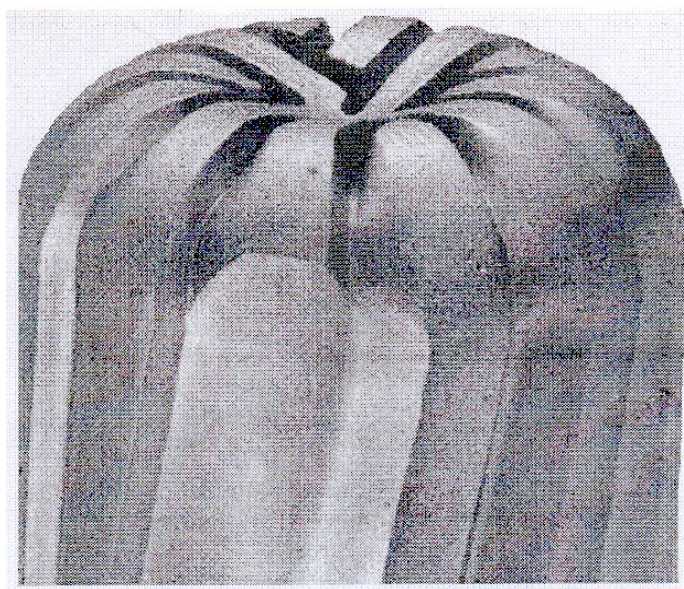


Рисунок 3.47 - Импрегнированное долото «Дурадаймонд»

Известная фирма «Хьюз Кристенсен» выпустила ряд импрегнированных долот (рисунок 3.48). Особенно отличается долото, помещенное на

передней позиции рисунка. Рабочие элементы этого долота имеют «столбиковую» форму благодаря тому, что матрица долота кроме радиального расчленения глубокими каналами, разделена концентрическими каналами.



Рисунок 3.48 - Импрегнированное долото фирмы «Хьюз Кристенсен»

### 3.5 Долота ИСМ

#### 3.5.1 Понятие о сверхтвердых материалах

Алмазное бурение в силу ряда недостатков занимало в СССР скромное место в общем объеме буровых работ – 1,5 %. Недостатки алмазного бурения следующие:

- высокая стоимость долот вследствие дефицита алмазного сырья. В работе [14] отмечается, что якутские алмазы на 70-80 % представлены бортом и только 15-20 % их относятся к высококачественному сырью;
- низкая механическая скорость проходки (0,5-1,5 м/ч);
- чувствительность алмазных зерен к динамическим нагрузкам в силу их хрупкости;

- быстрый износ в крепких и абразивных породах;
- необходимость тщательной очистки забоя от механических обломков, в том числе фрезерованных зубьев и твердосплавных зубков.

Для преодоления существенных недостатков алмазных долот были разработаны долота ИСМ, армированные сверхтвердым композиционным материалом славутич. СКМ славутич создан на основе недефицитных природных алмазов мелких фракций (размером менее 0,8 мм) и синтетических алмазов, помещаемых в вольфрамокобальтовый порошок. Шихта смеси спекается в виде зубка цилиндрической формы.

В структуре СКМ славутич алмазов содержится не менее 25 % от объема СКМ, а остальное твердосплавная основа.

Рабочая поверхность резца может быть полусферической, клиновой и плоской формы. Слой славутича в резце имеет толщину 7-8 мм, а в резцах для калибрующей поверхности долота, изготавливаемых плоской формы, слой славутича равен 3,5-4 мм. Резцы запрессовываются в сектора и лопасти и закрепляются пайкой.

Долота ИСМ предназначены для разрушения пород мягких, мягких с пропластками средней твердости, средней твердости и твердых главным образом малоабразивных пород. Только один тип долота ИСМ...Т применяется при бурении твердых пород со средней абразивностью.

Разрушение горных пород производится резанием в мягких высокопластичных породах, микрорезанием в породах мягких, мягких с пропластками средней твердости, истиранием в твердых породах.

Процесс разрушения пород складывается из двух этапов:

- обнажение алмазных зерен при износе твердосплавной основы СКМ (сверхтвердый композиционный материал - славутич);
- микрорезание и истирание горной породы алмазами.

По данным [9, 11] вылет зерен из матрицы составляет 0,04-0,10 мм, поэтому механическая скорость мала (0,5-1,5 м/ч) и сопоставима со скоростью алмазного бурения.

### **3.5.2 Устройство долот ИСМ**

Долота ИСМ выпускаются опытным заводом института сверхтвердых материалов (г. Киев, Украина) и Дрогобычским долотным заводом в трех разновидностях: режущие, истирающие, торцовые (зарезные).

Режущие долота выполнены с лопастями с закрепленными на них резцами из СКМ славутич. Они предназначены для проходки глубоких разведочных и эксплуатационных скважин в мягких и средней твердости пластичных породах. По системе промывки они подразделены на две модификации - гидромониторная и обычная.

Устройство гидромониторного режущего долота и общий вид представлены на рисунках 3.49 и 3.50.

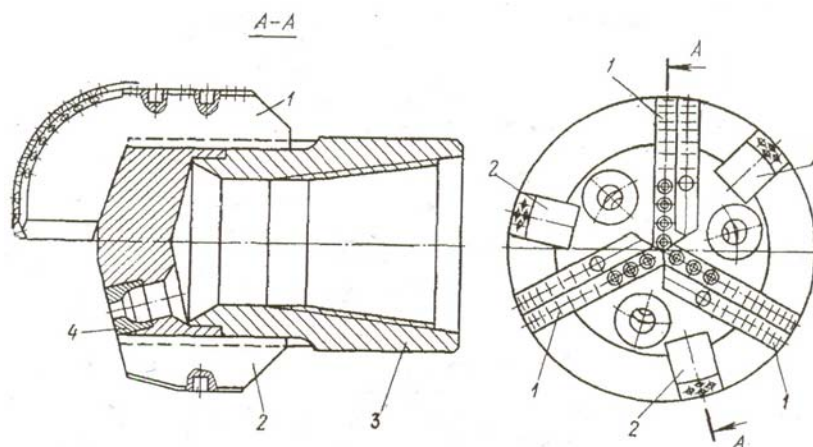


Рисунок 3.49 – Устройство гидромониторного режущего долота

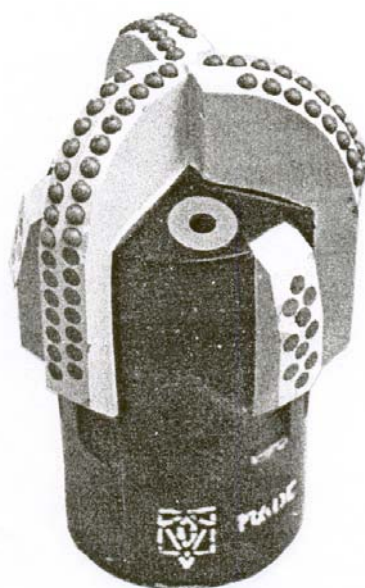


Рисунок 3.50 – Общий вид гидромониторного режущего долота

Три основные (большие) лопасти 1 вставлены в специальные пазы составного корпуса 3 и закреплены сваркой. Также в пазах зафиксированы три укороченные стабилизирующие лопасти 2. Система промывки долота состоит из осевой полости корпуса 3 и трех твердосплавных гидромониторных насадок 4. Нижние кромки основных лопастей армируются вставками из славутича, имеющих овальную головку. Калибрующие поверхности всех лопастей оснащены твердосплавными штырями плоской формы.

Основные лопасти долота плавно сходятся к центральной оси, образуя выпуклую форму. Задние кромки этих лопастей заострены под углом  $15^{\circ}$ , что увеличивает удельную нагрузку на рабочие элементы долота и улучшает процесс разрушения горной породы.



Укороченные лопасти выполняются с трапецевидным профилем. Они обеспечивают устойчивость работы долота в стволе скважины и уменьшают износ его по диаметру. Армирование лопастей этой разновидности долот СКМ славутичем минимальное для создания значительных удельных нагрузок на резцы. Минимальное количество резцов обеспечивает полуторократное перекрытие забоя и количество резцов из славутича увеличивается по радиусу лопасти от центра к периферии. Но общее количество резцов в 6-10 раз меньше, чем в истирающих долотах.

Эта разновидность долот рекомендуется для роторного способа бурения. Режущие долота шифруются так: например, полное обозначение долота ИСМ 188РГ-5, что означает название опытного завода института ИСМ. Дрогобычский долотный завод ставит в шифр букву У (УИСМ – Украина), 188 – диаметр долота в мм, буквы РГ – режущее гидромониторное, заводская модель № 5.

Режущее долото с обычной промывкой (рисунок 3.51), отличается от вышеописанного наличием корпуса с широким центральным отверстием для промывки и выпукло-вогнутым профилем основных лопастей. Благодаря этому при работе долота на забое в центре образуется конический выступ, предупреждающий возникновение поперечных колебаний.

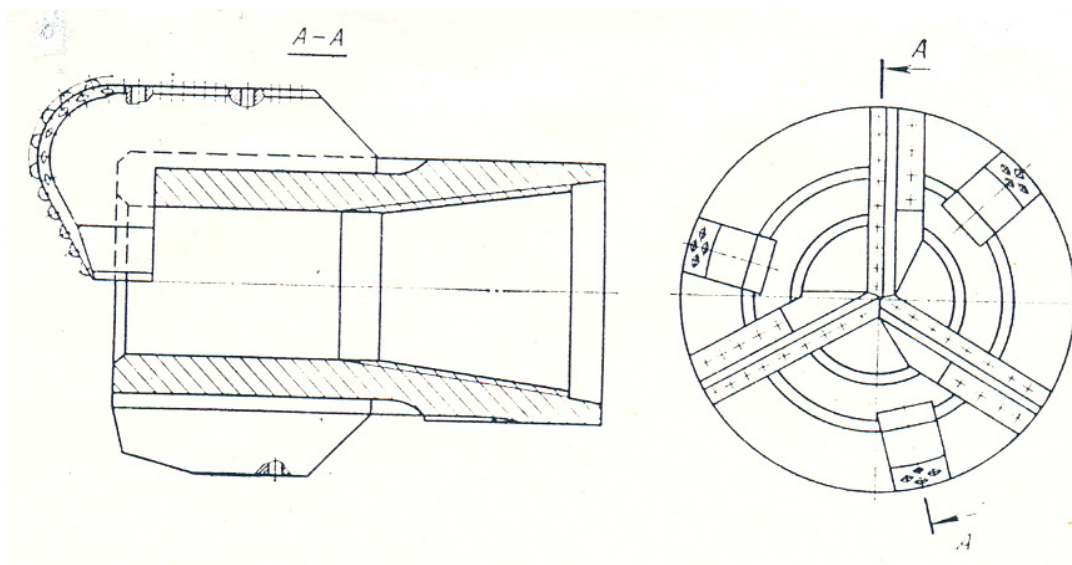


Рисунок 3.51 – Режущее долото с обычной промывкой

Эта разновидность режущих долот предпочтительнее использовать в паре с забойным двигателем.

Шифр долота аналогичен вышеописанному без буквы Г.

В таблице 3.1 приведены техническая характеристика и рекомендуемые режимы бурения режущими долотами обеих модификаций.

Таблица 3.1 - Техническая характеристика и рекомендуемые режимы бурения режущими долотами обеих модификаций

Паспортные данные	Гидромониторные долота					Долота с обычной промывкой	
	ИСМ 188-РГ-4	ИСМ 212 - РГ-10	ИСМ 267-РГ-4	ИСМ 292-РГ-1	ИСМ 317-РГ-1	ИСМ 212-Р-8	ИСМ 267-Р-1
Диаметр долота, мм	188	212	267	292	317	212	267
Присоединительная резьба	3-121			3-147		3-121	3-147
Длина долота, мм	310	310	375	375	405	350	375
Объем славутича, см <sup>3</sup>	28	29	43	38	40	29	43
Рекомендуемые режимы бурения ротором: Осевая нагрузка, тс	4-8	8-10	7-13	8-14	10-16	5-10	7-13
Расход бурового раствора, л/с	20-30	25-40	40-60	45-70	50-75	25-40	40-60

В случае, если режущее долото используется в сочетании с забойным двигателям, то расход бурового раствора определяется по потребностям турбобура или ВЗД. Осевая нагрузка определяется из условия получения максимальной механической скорости бурения.

Истирающие долота предназначены для бурения глубоких скважин в породах М, МС, С малоабразивных и твердых породах средней абразивности. По принципу действия они напоминают работу алмазных долот, разрушающих забой микрорезанием.

Число лопастей в зависимости от диаметра, назначения и условий бурения колеблется от пяти до девяти. Долота диаметром 105 - 188 мм изготавливают пятилопастными, а диаметром 212 мм – шестилопастными.

Форма выполнения матрицы предопределяет модификацию истирающего долота. Она может быть секторной или радиальной. Устройство истирающего секторного долота приведено на рисунке 3.52, а общий вид на рисунке 3.53.

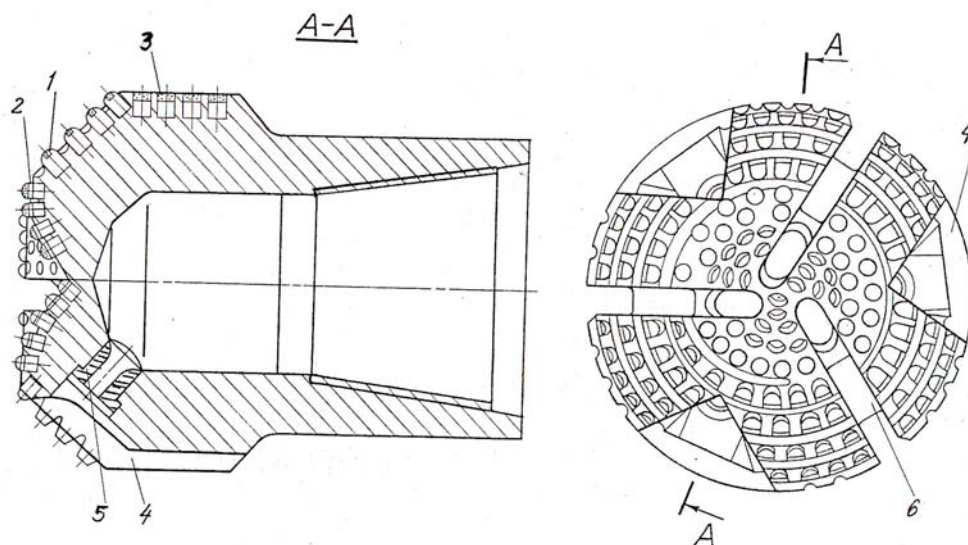


Рисунок 3.52 – Устройство истирающего секторного долота

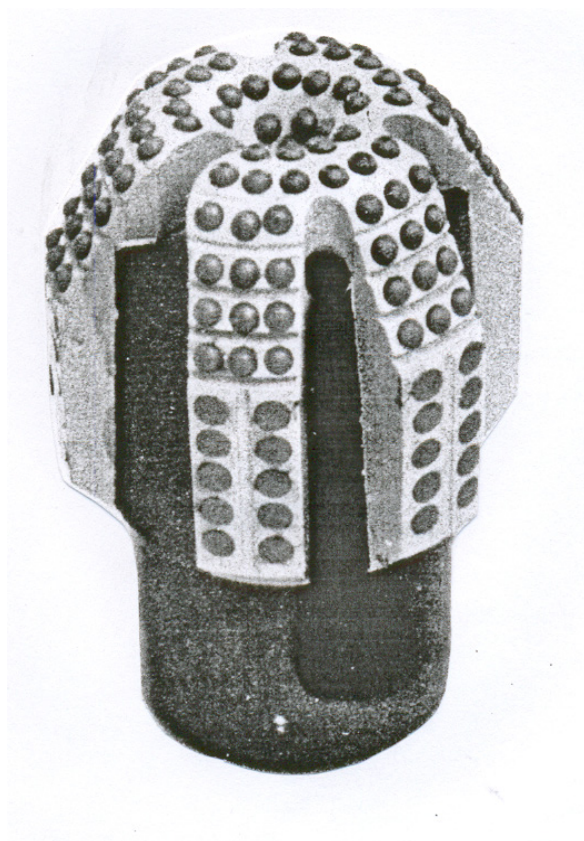


Рисунок 3.53 – Общий вид истирающего секторного долота

Долото состоит из округлой укороченной цилиндрической головки. Головка может быть названа плоской, так как центральная часть ее имеет небольшой внутренний конус. Наружный ступенчатый корпус оснащен резцами 1 с клиновидной формой, а внутренний конец с закруглением снабжен резцами с полукруглой головкой 2. Калибрующая поверхность долота армируется или вставками из славутича или твердого сплава с плоской поверхностью. Решение о выборе материала принимается с учетом абразивности разбуриваемых пород. Шифр истирающего долота аналогичен шифру режущего, но их вид в шифре не проставляется.

Вторая разновидность истирающего долота – это радиальное с удлиненной сужающейся биконической головкой. Применяются в основном при бурении с гидравлическими забойными двигателями скважин с глубиной более 3000 м.

Сужающееся к торцу долото производит углубление в породе забоя с расширением до необходимого диаметра. При такой форме головки долота на ней размещается больше резцов, чем обычно. Между приливами, называемыми также лопастями, находятся широкие проемы и наружные каналы, благодаря которым очистка забоя от выбуренной породы эффективна, а эффекта поршневания при спуско-подъеме бурильной колонны не наблюдается. Радиальное истирающее долото, отработанное на скважине Р-33 Тазовской площади показано на рисунке 3.54.



Рисунок 3.54 – Радиальное истирающее долото

На глубине свыше 2500 м этим долотом было пройдено 109 м горных пород за 152 часа.

Торцевые (зарезные) долота применяют для забуривания и проходки вторых стволов, а также для ликвидации аварий. Общий вид долот приведен на рисунке 3.55.



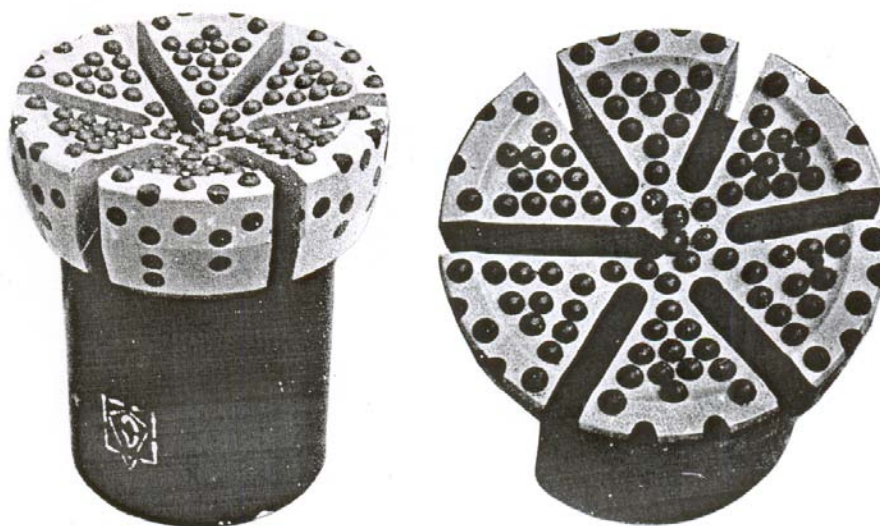


Рисунок 3.55 – Общий вид торцевых долот

Торцевая поверхность корпуса имеет вогнутый корпус, разрезанный открытыми радиальными глубокими каналами, соединенными с осевой полостью корпуса. Для выхода бурового раствора из каналов в затрубное пространство между головкой долота и стенкой скважины предусмотрены вертикальные пазы.

Торцовая часть долота армирована резцами славутича с полукруглой головкой, а калибрующая часть – с плоской формой. Пример шифра торцевого долота для забуривания вторых стволов ИСМ 212 А МС-2. Это означает, что долото ИСМ диаметром 212 мм предназначено для зарезки вторых стволов (А-авария) в породах типа МС, а цифра 2 это номер заводской модели.

Для фрезерования металла на забое применяют фрезерное долото, аналогичной конструкции. Шифр его ИСМ 186 Ф. Последняя буква означает фрезер. Диаметр фрезера на 2 мм меньше, чем обычное торцовое долото. Это сделано для предупреждения подклинка долота при истирании металла на забое.

### 3.5.3 Техничко-экономические показатели отработки долот ИСМ

Промышленное производство долот ИСМ началось в 1967 году и в последующие годы во многих регионах страны получен значительный технико-экономический эффект.

Долота широко использовались в Поволжье, на Кубани, Пермской области, республике Коми, Таджикистане, Белоруссии, Туркмении.

Во многих объединениях проходка на долото была на порядок больше по сравнению с шарошечными. Например, в объединении «Таджик-

нефть» на одно из режущих долот получена проходка на долото 2118 м. На другое долото отмечена рекордная проходка 2600 м. На Украине в районе г. Львова достигнута проходка на долото 2119 м.

В Приуралье проходка на долото ИСМ превысило в 3-4 раза проходку на алмазные долота.

В объединении «Нижневолжскнефть» с помощью долот ИСМ выполнялось 20-25 % всего объема бурения. Отметим то, что, этот результат достигнут при проходке нижних интервалов глубоких эксплуатационных скважин (глубина 3500-5000 м). Это позволит оценить по-новому эффективность рассматриваемых долот.

Значительный экономический эффект отработки долот ИСМ по сравнению с другими породоразрушающими инструментами объясняется тем, что стоят они в три раза меньше, чем алмазные, подготовка забоя при переходе с шарошечных долот на ИСМ существенно упростилась по сравнению с алмазными. Долота ИСМ менее чувствительны к динамическим нагрузкам. Экономический эффект проявляется на больших глубинах (более 2500 м). Отмечено, что на верхних интервалах буровых скважин применение долот ИСМ нецелесообразно из-за низкой механической скорости проходки.

В геологических разрезах Тюменской области применения долот ИСМ было малоэффективным. Проведенные сравнительные испытания шарошечных и ИСМ долот в разведочных скважинах на Южно-Покачевской, Урьевской, Тазовской площадях в интервалах 2034-2672 м показали то, что проходки на долото ИСМ только в 3-4 раза превосходят проходки на шарошечные долота при меньшей в 2,3-5,6 раза механической скорости бурения.

### **3.6 Долота дробяще-скалывающего и дробящего действия**

#### **3.6.1 Общие сведения**

Это главным образом двух, трех и четырех шарошечные долота. Двух и трехшарошечные долота применяются повсеместно и их конструкции ниже мы рассмотрим подробно.

Четырехшарошечные долота производили такие известные фирмы, как «Рид», «Глоб», «Смит», «Айдеко». На рисунке 3.56 показано четырехшарошечное крестообразное долото LT-3 фирмы «Рид». Долото состоит из корпуса, двух больших и двух малых одноконусных шарошек. Опоры шарошек открытые из подшипников качения. Система промывка долот диаметром 469,9 и более обычная, а долот меньшего размера гидромониторная с твердосплавными насадками.

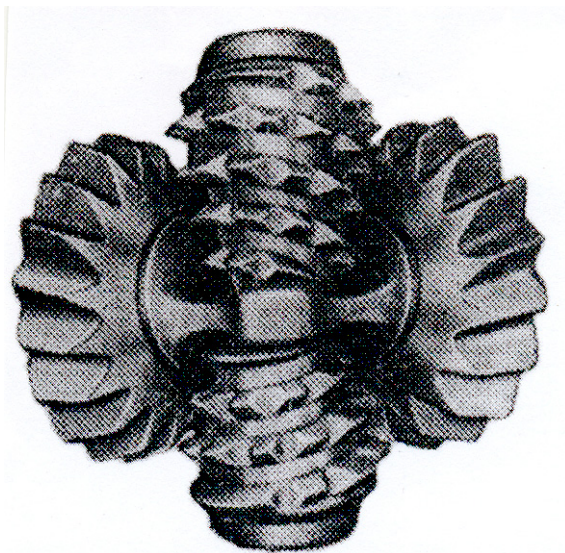


Рисунок 3.56 – Четырехшарошечное крестообразное долото LT-3 фирмы «Рид»

По-видимому производство четырехшарошечных долот производится только по заказу. В последних каталогах вышеуказанных фирм реклама этих долот отсутствует.

Судя по зарубежным источникам главным недостатком четырехшарошечных долот является недостаточная по сравнению с трехшарошечными прочность устройства, то есть возможность подведения к нему значительных осевых нагрузок.

Появление шарошечных долот связано с заменой устаревшего ударного способа бурения, эффективного только в твердых хрупких породах. В мягких вязких и средней твердости породах с ярко выраженной пластичностью эффективность ударного способа существенно падала. Изобретение вращательного способа бурения скважин для разведки и для взрывных скважин в горнорудной промышленности алмазными коронками привело к созданию вращательного роторного бурения нефтяных скважин. Точной даты разработки вращательного бурения и соответствующих долот не известно. Принято считать, что первая нефтяная скважина пробурена роторным способом в 1901 году. Однако применяемые в начале 20 века лопастные долота типа пикообразных, перовых, а затем и долота РХ, имели существенный недостаток. В твердых породах скорости бурения резко падали, а в абразивных породах быстро падала износостойкость. Появилась необходимость создания долот, разрушающие элементы которых не имеют непрерывного контакта с породой, то есть имеют больший запас вооружения. Такое долото разработано в 1909 г. Говардом Хьюзом, названное автором шарошечным. Название шарошечное впервые было дано долоту, запатентованному в 1886 г. американцем Сванеем и которое длительное время использовалось для бурения крепких пород. Долото Хьюза было

двухшарошечным с коническими шарошками и по конструкции оно наиболее близко к современным шарошечным долотам. Шарошки долота были одноконусными со сплошными зубьями на образующей конуса (рисунок 3.57).

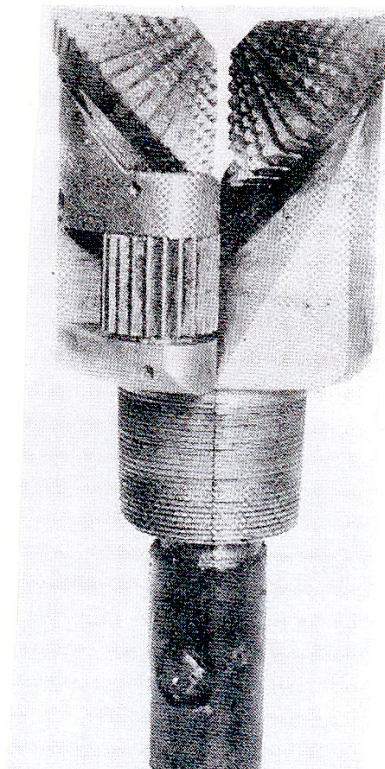


Рисунок 3.57 - Шарошки долота одноконусные со сплошными зубьями на образующей конуса

При перекачивании шарошек по забою контакт с породой имели от двух до четырех зубьев из 60. Таким образом, к забою подводилась значительная удельная нагрузка. Остальные 58-56 зубьев не имели контакта. Запас вооружения существенно увеличился. Как следует из этого описания шарошки долота Хьюза были одноконусными и их оси пересекались в центре долота, поэтому зубья шарошек разрушали горную породу дроблением, не оказывая скалывающего действия. Таким образом, первое двухшарошечное одноконусное долото оказалось эффективным в хрупких породах, редко встречающихся в геологических разрезах нефтяных и газовых месторождений и малоэффективным в мягких и средней твердости пластичных породах, в которых обычно формируются нефтяные и газовые залежи.

Сформировался ряд направлений для создания, а затем и улучшения скалывающей способности шарошечного долота. Отметим из них те на-

правления, которые оказались эффективными и используются в конструкции современных долот:

- ось шарошки смещена по направлению вращения долота. Это так называемое правое (положительное) смещение;
- многоконусность шарошки увеличивает скалывающий эффект при перекатывании шарошки по забою;
- вылет вершины шарошки за ось долота усиливает скалывающую способность долота.

В 1910 году Говард Хьюз основал научно-исследовательскую лабораторию, в которой сделаны наиболее значительные усовершенствования, прежде всего шарошечных долот:

Важным этапом этой работы следует считать долота изобретение в 1933 году трехшарошечного, на базе которого во второй половине 20 века появился буровой инструмент, обеспечивающий гигантский рост объемов бурения нефтяных и газовых скважин и объемов добычи углеводородов.

### **3.6.2 Устройство трехшарошечного долота**

Причины широкого применения трехшарошечных долот объясняются следующими преимуществами их по сравнению с одно- и двухшарошечными [3]:

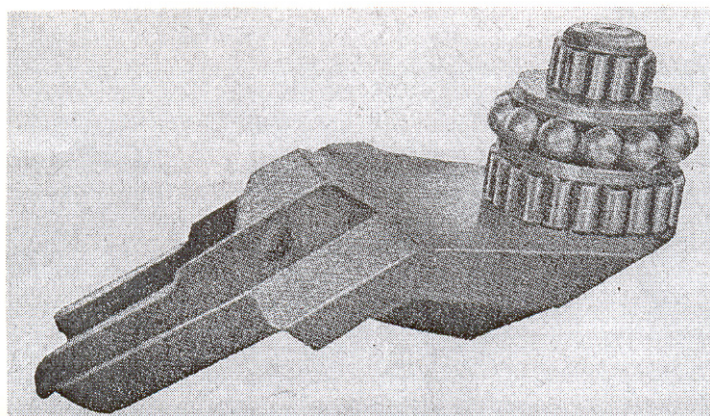
- хорошая устойчивость на забое при плавном вращении;
- нормальное самоцентрирование и сравнительно небольшое естественное отклонение ствола скважины;
- удовлетворительная калибровка стенок ствола при вертикальном, наклонно направленном и горизонтальном бурении;
- удовлетворительная вписываемость долота в круглое сечение ствола скважины.

Устройство трехшарошечного долота серии В показано на рисунке 3.58. На цапфах лапы на трех подшипниках качения вращаются три шарошки с фрезерованными зубьями. Присоединительная резьба 1 нарезается после сварки секций. В центре лапы видно отверстие для пальца 2, закрывающего комплект шарикоподшипников, собираемых на месте после установки шарошки на цапфу. Боковая гидромониторная насадка показана цифрой 3. Конец лапы называется козырьком (4).

В настоящее время трехшарошечные долота изготавливаются в секционном исполнении. На рисунке 3.59а,б приведено и общий вид секции в сборе с подшипниками долота серии В. Лапа 2 в нижней части ограничивается козырьком 3, цифрой 4 обозначена беговая дорожка большого роликоподшип







б

Рисунок 3.59 а,б - Общий вид секции в сборе с подшипниками долота серии В

ника, а 5 и 6 – бурты шарикоподшипника замкового. Бурт 7 оформляет беговую дорожку малого роликоподшипника.

На рисунке 3.59а показано также отверстие 1 под монтажный штырь, служащий для фиксации секций друг с другом при их сварке.

В зависимости от назначения создано 13 типоразмеров трехшарошечных долот, которые отличаются друг от друга устройством, размещением шарошек и породоразрушающих зубьев на них. В таблице 3.2 приведена классификация шарошечных долот, включающая типы долот и пород по твердости и абразивности, для разбуривания которых они предназначены.

Таблица 3.2 – Классификация шарошечных долот по назначению

Ма- лоаб- разив зив- ная г.п.	Кате- гория тверд. Г.п.	1-3	3,4	4,5	5,6	6,7	7,8		
	Тип доло- та	М	МС	С	СТ	Т	ТК		
Абра- зив- ные г.п.	Кате- гория тверд. г.п.	1-3	3-5	4-6	-	6-8	7-9	8- 10	10- 12
	Тип доло- та	МХ	МСЗ	СЗ	-	ТЗ	ТКЗ	К	ОК

Как известно, первое шарошечное долото было одноконусным, к тому же ось шарошки пересекалась в центре забоя с осью долота (рисунок 3.60). С забоями скважины взаимодействует основной конус, а со стенкой скважины



Рисунок 3.60 - Первое одноконусное шарошечное долото

– обратный конус, который является вспомогательным и в число конусов, определяющих профиль забоя, не входит.

На рисунке 3.61 показана трехконусная шарошка, на которой цифрой 1 обозначен основной конус, цифрой 3 первый дополнительный, цифрой 4 второй дополнительный. Показан также обратный конус 2 и лапа 5. Трехшарошечные долота имеют одно-, двух-, трех- и четырехконусные шарошки.

Вершины основных конусов долот со смещенными осями вынесены за ось долота на величину  $f$  (рисунок 3.61). Самый большой вылет у долот типа М и МЗ, а у долот типа ОК наименьший.

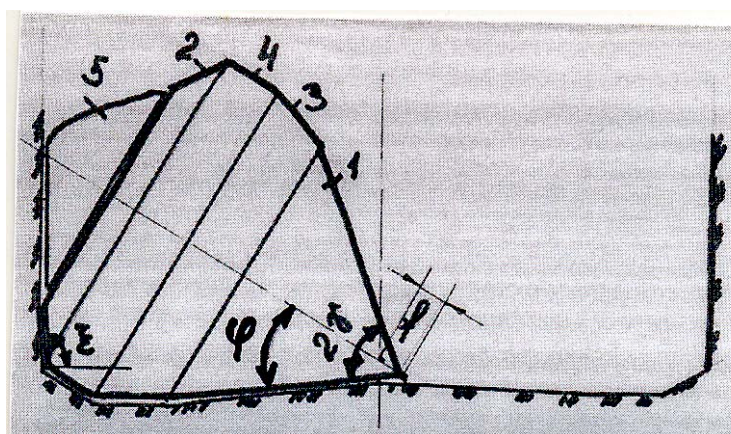


Рисунок 3.61 - Трехконусная шарошка

Правое смещение осей шарошек обеспечивает наибольший скалывающий (сдвигающий) эффект. На рисунке 3.62 показано смещение осей шарошек на величину «к». Идея смещения осей шарошек реализована в долотах для разбуривания мягких и средней твердости пород (М, МЗ, МС,



МСЗ, С и СЗ). Размер смещения ( $k$ ) зависит от типа долота и его диаметра. Для мягких пород  $k$  равен 7,9-10 мм, а для пород средней твердости  $k = 4,0-5$  мм.

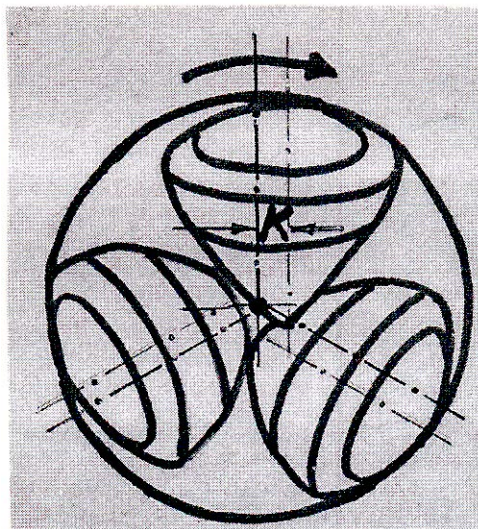


Рисунок 3.62 – Смещение осей шарошек на величину « $k$ »

Концентрические ряды зубьев на шарошках называют венцами, которые имеют буквенные индексы. Венец на вершине шарошки обозначается буквой А, второй от вершины – буквой Б и т.д. Венец, размещенный у основания шарошки, называют периферийным.

Все шарошки долот в зависимости от числа зубьев на венце А имеют номера, обозначенные римскими цифрами. Шарошка I имеет наименьшее число зубьев или штырей. Она же является самой длинной и всегда обрабатывает центр забоя. Шарошка III имеет наибольшее число зубьев на венце А. Она самая короткая.

К числу наиболее важных конструктивных решений усовершенствование трехшарошечных является эффект самоочищения шарошек в долотах, предназначенных для бурения в мягких вязких породах, склонных к образованию сальников. У долот с самоочищающимися шарошками венцы одних шарошек входят в межвенцовые протоки других шарошек. На рисунке 3.64 показана развертка шарошек фрезерованного долота в плане, на котором четко наблюдается схема самоочищения. Фрагмент долота с твердосплавным вооружением (рисунок 3.63) также позволяет увидеть, как зубья венца Б шарошки I входят в промежуток между венцами А и Б шарошки III. Данные конструктивные решения способствуют возможности увеличению диаметра шарошек, что позволяет увеличить дробящую способность долот.

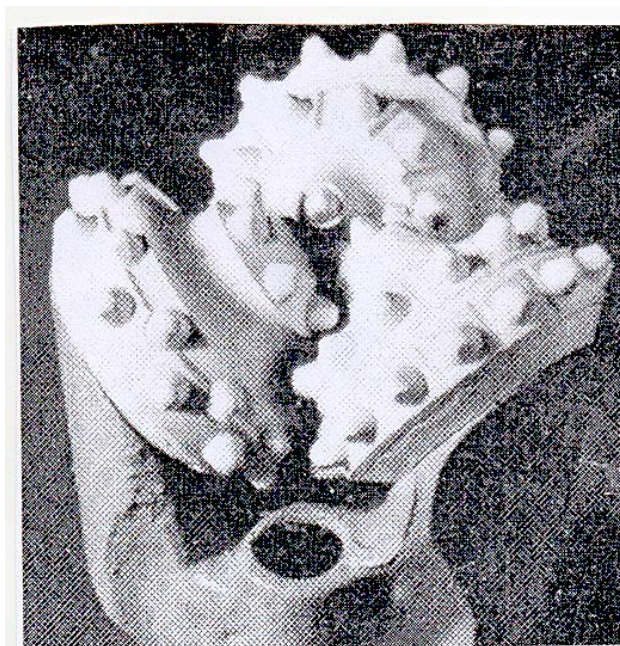


Рисунок 3.63 - Фрагмент долота с твердосплавным вооружением

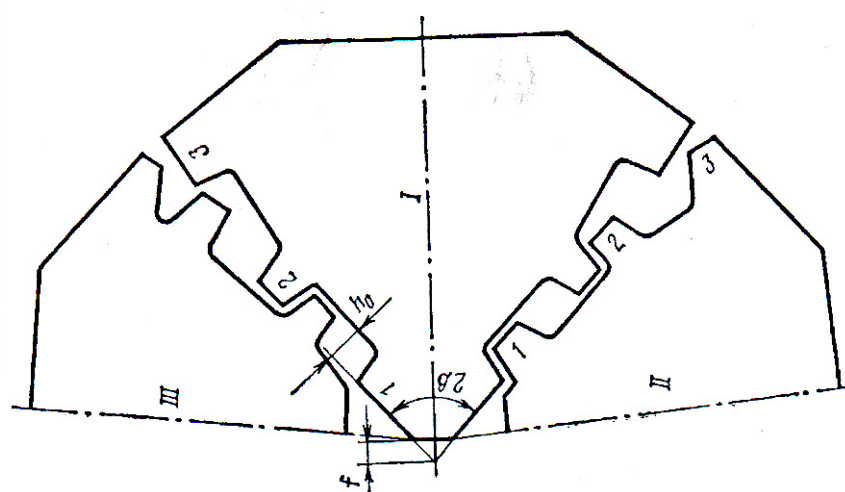


Рисунок 3.64 – Развертка шарошек фрезерованного долота в плане

Необходимо отметить то, что при смещении оси шарошки в противоположную от центра долота сторону (отрицательное смещение) в пространстве между стенкой скважины и лапами происходит накопление шлама, что отрицательно сказывается на износостойкости долота. Известно также то, что в ряде опытов при экспериментальном разбурировании блоков горных пород отмечены случаи заклинки долота в выбуренных участках ствола [3]. Схема с пересечением вершиной одноконусной шарошки оси долота реализована в долотах, предназначенных для разбурирования твердых и крепких пород (СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК). В этой группе долот

смещение осей шарошек существенно уменьшается. Для долот типа СТ в зависимости от диаметра  $k = 2 - 5$  мм, а для долот типа Т  $k$  колеблется от 0,5 до 1,5 мм.

Следует отметить, что долота типов ПВ, ПГВ, ПГН для бурения с продувкой забоя воздухом в породах К, ТЗ, ТКЗ имеют смещение всего 0,5 мм.

### 3.6.3 Вооружение трехшарошечных долот

Трехшарошечные долота разрушают горные породы вооружением, которое подразделяется на три класса:

- стальное зубчатое вооружение в виде притупленных клиньев, изготовленных вместе с шарошкой методом фрезерования или литейным способом. Применяются для разбуривания малоабразивных пород;

Это долота типов М, МС, С, СТ и Т.

- твердосплавные вставные зубки (штыри), предназначенные для бурения абразивных пород. Этот класс включает долота типов МЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ, К, ОК;

- комбинированное зубчато-штыревое вооружение, которое изготавливается с фрезерованными зубьями с дополнительным армированием периферийных венцов шарошки твердосплавными зубками. Это долота типов МСЗ и ТК.

Важным техническим параметром вооружения шарошечного долота следует считать коэффициент перекрытия забоя. Физический смысл коэффициента перекрытия состоит в определении степени поражения породы зубьями долота, одновременно воздействующими на горную породу. Определяется какая часть вооружения одновременно участвует в разрушении породы.

На рисунке 3.65 изображены проекции длин зубьев первой (1), второй (2) и третьей (3) шарошек долота III 215,9 СГН-Р 163 на забой и суммарная проекция всех зубьев шарошек. Коэффициент перекрытия по радиусу забоя  $k$ , рассчитывается по формуле

$$k_z = \frac{1}{R} \sum_{i=1}^m l, \quad (3.1)$$

где  $R$  – радиус долота;

$m$  – суммарное число венцов;

$l$  – длина зубьев.

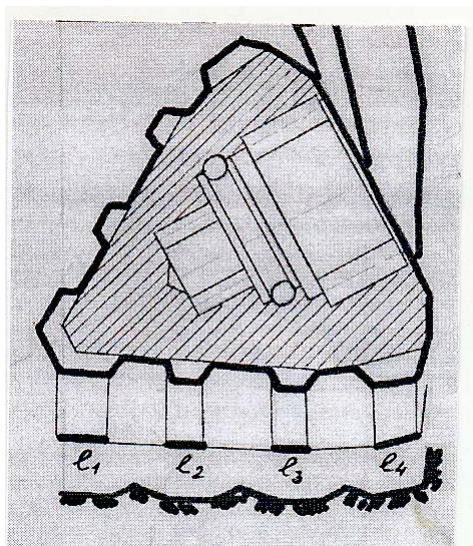


Рисунок 3.65 – Проекция длин зубьев первой (1), второй (2) и третьей (3) шарошек долота III 215,9 СГН-R 163 на забой

На рисунке 3.66 приведен пример с проекцией длин зубьев первой шарошки с венцами А, Б, В, Г на забой. Видно, что отдельные участки забоя остаются не перекрытыми вооружением шарошки. Они называются воротниками, имеют ширину 1,5-2,5 мм. Разрушение воротников происходит за счет сколов от некоторых поперечных колебаний и биений долота.

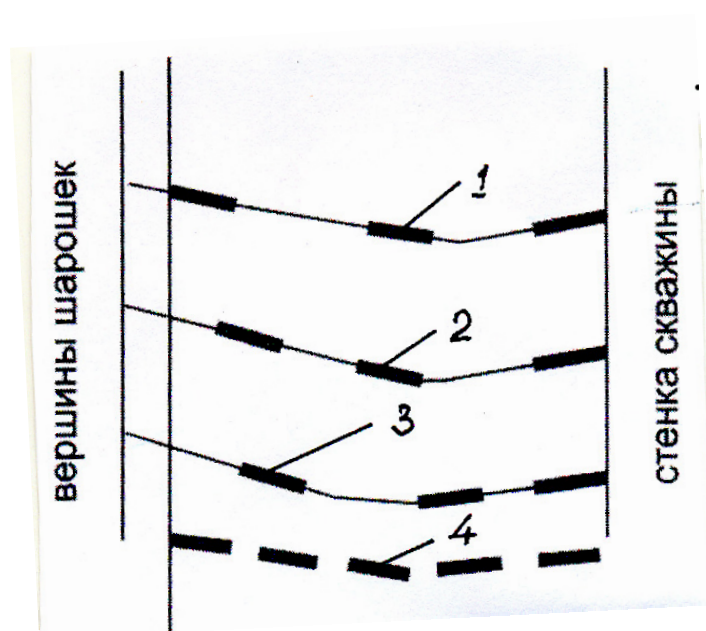


Рисунок 3.66 – Пример с проекцией длин зубьев первой шарошки с венцами А, Б, В, Г на забой

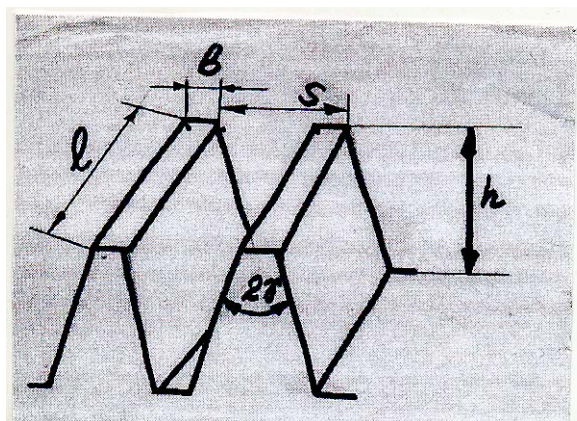


Величина коэффициента перекрытия забоя  $k_3$  колеблется от 0,7 до 1,2 для долот с многоконусными шарошками со смещенными осями. Долота с одноконусными шарошками с малым смещением осей имеют коэффициент перекрытия забоя равный  $k_3 = 1,5 - 1,9$ .

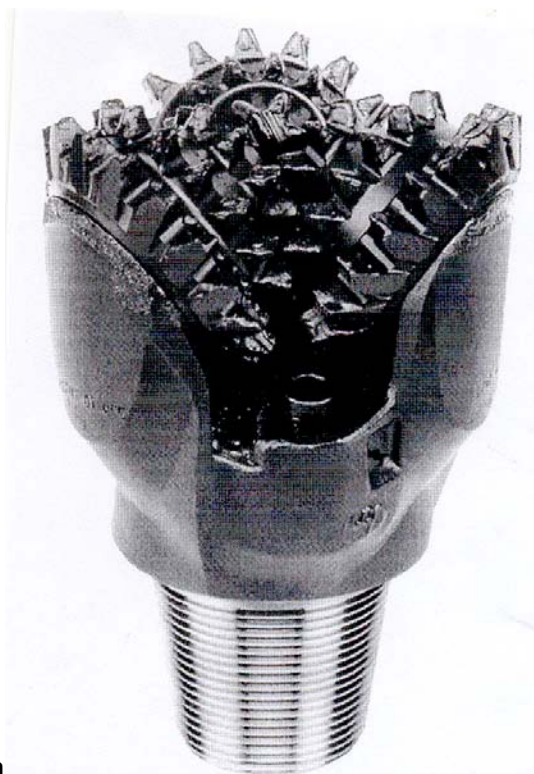
### 3.6.3.1 Шарошечные долота с фрезерованным вооружением

Основу фрезерованного вооружения составляют венцы из притупленных клиньев (рисунок 3.67а, б). Конструктивные параметры фрезерованных зубьев включают следующие:

- длина зуба  $l$ ;
- начальное притупление  $v$ ;
- начальная высота зубьев  $h$ ;
- угол при вершине клина  $2\gamma$ ;
- шаг зубьев в венце  $s$ .



а



б

Рисунок 3.67 а,б – Венцы из притупленных клиньев

Длина зуба  $l$  зависит от количества венцов на шарошке. Наибольшая длина у периферийных венцов. Минимальная длина  $l$  у долот типа Т равна 5 мм, а максимальная – 18 мм. На периферийных венцах  $l$  шарошек длина зубьев находится в пределах 10-48 мм.

Начальное притупление зуба  $v$  зависит от диаметра и типа долота. Для долот диаметром от 93 до 490 мм  $v_0 = 1 - 2,8$  мм. Следует отметить то, что площадь начальной рабочей поверхности зуба  $v \cdot l$  положена в основу

расчета осевой нагрузки на долото. Начальная высота зуба  $h$  различается по месту размещения венца на шарошке. Она увеличивается от венца А к периферийному венцу. Начальная высота зависит также от типа долота и его диаметра. Минимальная высота (долота типа Т) равна 5 мм, максимальная (долота типа М) – 25 мм.

Кратчайшее расстояние между вершинами зубьями в венце называют шагом зубьев  $s$ . Он зависит от типа долота и места размещения венца на шарошке. В целом  $s = 10-80$  мм, причем для долот типа М шаг зубьев максимальный.

Угол при вершине зуба  $2\gamma$  (угол заострения) находится в диапазоне  $36^0-56^0$ , причем чем больше твердость горных пород, тем угол заострения больше.

Важное значение для эффективности работы вооружения шарошки имеет величина угла наклона цапфы к оси долота  $\varphi$  (рисунок 3.60). По данным Мокшина А.С. и др. [14] увеличение угла наклона  $\varphi$  позволяет увеличить диаметр шарошки, а следовательно и ее поверхность с дополнительным вооружением. Существенное увеличение угла наклона ведет к формированию большого конуса породы на забое, в результате чего периферийные венцы шарошек отводятся от стенки скважины, прекращая ее калибрование. При уменьшении угла наклона цапфы  $\varphi$  уменьшается диаметр шарошки, увеличивается их высота с одновременным измерением места подшипников опоры на цапфе по направлению к лапе.

Важнейшие конструктивные параметры трехшарошечных фрезерованных долот приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Изменение типопределяющих конструктивных параметров в зависимости от типа и диаметра долота

Тип долота	Диаметр долота, мм	Угол наклона цапфы к оси долота при опоре, градус		Смещение осей шарошек, мм	Высота зубьев по венцам, мм		Шаг зубьев по венцам, мм		Длина зуба (ширина венца), мм
		А,Н,НУ,АУ,АУЛ,АУР	В,ВУ		периферийным	основным	периферийным	основным	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
М	76,0-120,6	54	55	3	-	-	-	-	-
	132,0	54	55	4-5	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	-151,0								
	158,7-200,0	54	55	7	14-24	9-16	21-42	20-35	10-12
	212,7-250,8	54	57	8	16-25	11-18	40-60	32-45	11-14
	269,9-319,2	54	57	10	18-26	14-22	55-70	40-50	12-18
	374,6-490,0	54	57	10	23-28	16-25	65-80	45-60	16-19
МС	76,0-120,6	54	55	3	-	-	-	-	-
	132,0-151,0	54	55	4	-	-	-	-	-
	158,7-200,0	54	55	5	13-23	8-14	26-36	23-30	8-11
	212,7-250,8	57	54,57	5-6	18-24	10-17	35-45	28-35	9-12
	269,9-349,2	57	54,57	7	20-25	13-20	43-50	34-45	10-13
	374,6-490,0	57	54,57	7	-	-	-	-	-
С	76,0-120,6	54	55	2	7-13	4-11	12-17	9-13	4-6
	132,0-151,0	54	55	3	9-17	5-12	15-20	12-16	5-7
	158,7-200,0	54	55	3	12-22	7-13	18-26	15-21	6-8
	212,7-250,8	54,57	54,57	4-5	13-21	9-15	20-30	19-25	7-9
	269,9-349,2	54,57	54,57	5	19-22	10-17	25-36	22-30	10-11
	374,6-490,0	54,57	54,57	5	20-30	14-22	30-40	27-33	11-13
СТ	76,0-120,6	54	55	2	-	-	-	-	-
	132,0-151,0	54	55	3	-	-	-	-	-
	158,7-200,0	54	55	3	10-19	6-12	17-25	15-20	5-8
	212,7-250,8	54,57	54,57	4-5	11-19	9-13	20-27	18-28	6-9
	269,9-349,2	54,57	54,57	5	15-23	9,5-16	23-30	21-28	8-10
	374,6-490,0	54,57	54,57	5	-	-	-	-	10-13



Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Т	76,0-120,6	54	55	0,5	6-11	3,5-9	10-13	7-10	4-5
	132,0-151,0	54	55	0,5	8-15	4-10	12-16	9-13	4-6
	158,7-200,0	54	55	1,0	9-16	5-11	17-21	12-16	5-7
	212,7-250,8	54,57	54,57	1,0	10-18	8-12	19-22	15-20	8-9
	269,9-349,2	54,57	54,57	1,5	12-23	9-15	20-25	18-23	9-11
	374,6-490,0	54,57	54,57	1,5	21-25	11-18	24-30	22-25	11-14

Для сохранения стойкости зубьев последние наплавляются зерновым твердым сплавом. В ОАО «Волгабурмаш», передовом предприятии России в области производства шарошечных долот, наплавка осуществляется по трем схемам.

По первой схеме направляется только набегающая грань зубьев, во второй полностью защищается твердым сплавом набегающая грань и треть сбегавшей грани. В третьей схеме усиления зуба твердым сплавом производится по всем четырем граням и на площадке притупления в<sup>1</sup>. В качестве наплавочного твердого сплава применяется зерновой карбидвольфрамовый сплав, также наплавочный материал фирмы «Кеннаметалл» (США). Сообщается, что по желанию заказчиков долот толщина наплавки может быть увеличена с 0,6-3 мм до 3,5 мм.

При создании долот важная роль отводится эффективности работы периферийных венцов. Как известно при работе трехшарошечного долота с одинаковыми по конструкции венцами зубья поражают одним и те же участки забоя. На нем образуется так называемая рейка. На рисунке 3.68а изображена рейка в плане, а на рисунке 3.68б дана развертка ее с учетом забойных ухабов.

Для разрушения забойной рейки применяют ряд технических усовершенствований вооружения периферийных венцов:

- изготовление зубьев Г – образной, Т – образной, П – образной формы (рисунок 3.69 а,б,г);
- размещение зубьев одной из шарошек поперек образующей шарошки (рисунок 3.69 в);

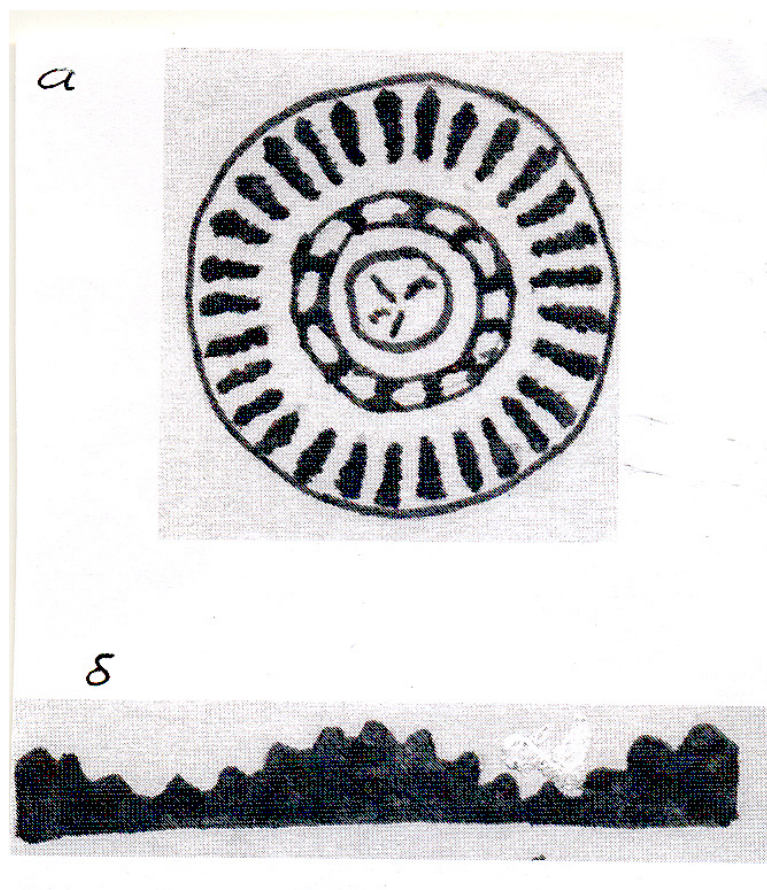


Рисунок 3.68 - Рейка в плане и развертка ее с учетом забойных ухабов.

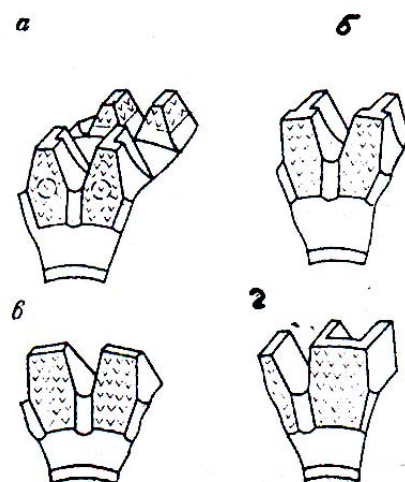


Рисунок 3.69 - Ряд технических усовершенствований вооружения периферийных венцов

- координированное размещение зубьев. В качестве примера покажем схему размещения второго венца шарошки долота МС [8, 11].

В ней два зуба второго венца имеют угловой шаг, равный  $24,2^{\circ}$ , далее следует у одного венца угловой шаг  $34,6^{\circ}$  и снова группа из двух зубьев размещена с угловым шагом  $24,2^{\circ}$ . Причем смещения зубьев второго венца в свету относительно периферийного венца равно  $4,8-8,2^{\circ}$ .

Сдвоенный периферийный венец на одной из шарошек. Самый простой вариант. Такого венца это угловое смещение второй части венца, причем форма зубьев обеих частей обычная призматическая.

Зарубежные производители долот проблема совершенствования периферийного вооружения уделяют больше внимания по сравнению с российскими подразделениями.

### **3.6.3.2 Шарошечные долота с твердосплавным вооружением**

Предназначены для разбуривания абразивных пород. Зубки из вольфрамокобальтового твердого сплава прессуются в просверленные гнезда на шарошках. Первая конструкция трехшарошечного твердосплавного долота появилась в 1951 году благодаря усилиям научно-исследовательской лаборатории фирмы «Хьюз Тул» (рисунок 3.70а). Существенный рост показателей эффективности отработки твердосплавных долот позволил конструкторам сделать новый шаг вперед в деле совершенствования трехшарошечных долот. Малый износ твердосплавных зубков за рейс быстро выявил недостатки центральной промывки долота, а затем и непригодность открытой опоры для создания долот с большим моторесурсом. Были разработаны гидромониторная (струйная) система промывки (1953 г.) и создана эффективная маслonaполненная герметизированная опора (1959 г.).



Рисунок 3.70а - Первая конструкция трехшарошечного твердосплавного долота



Рисунок 3.70б – Общий вид современного трехшарошечного твердосплавного долота

На рисунке 3.70б представлен общий вид современного трехшарошечного твердосплавного долота с боковой гидромониторной промывкой и маслonaполненной герметизированной опорой, изготовленного ОАО «Волгабурмаш». Шифр долота 215,9 ТЗ-ГНУ-R05 по ГОСТ 20692-2003 и 215,9 НИ-62Х по стандарту Международной ассоциации буровых подрядчиков (IADC).

В настоящее время ведущие российские производители трехшарошечных долот выпускают более 2/3 объема продукции с твердосплавным вооружением. Выработалась четкая тенденция уменьшения производства фрезерованных долот при увеличении выпуска твердосплавных.

Форма зубков имеет определяющее значение в выборе вооружения для пород разной твердости. Они могут быть конусно-клиновидными, клиновидными, конусно-сферическими и сферическими. Конусно-клиновидные (притупленный клин) выпускаются трех форм М, С и Т соответственно для долот типов МЗ, МСЗ, СЗ и ТЗ (рисунок 3.72 а,б,д,е).

На рисунке 3.71 а изображена основная форма зубка М. Головка зуба имеет вид усеченного конуса с углами приострения при вершине клина  $60^{\circ}$  и углом заострения «лопатки»  $40^{\circ}$ . На рисунке 3.71 б приведена форма зуба типа М2. Отличается от основной формы М только меньшим углом



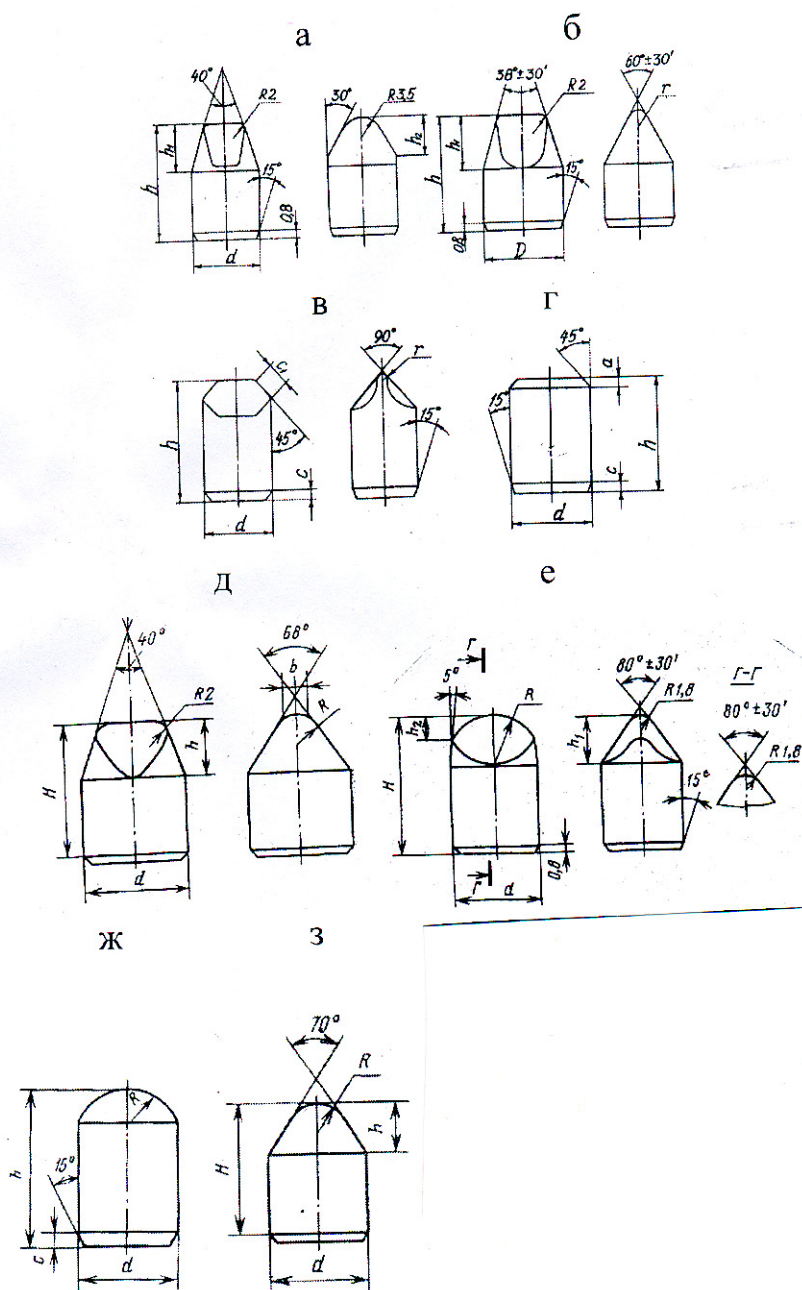


Рисунок 3.71 – Форма зубков

заострения «лопатки» ( $38^{\circ}30'$ ). Долота типа МЗ с зубками М2 прошли промысловые испытания на промыслах Приобья, но результаты были хуже по сравнению с долотами, оснащенными зубками М. Конусно-клиновидные зубки С и Т (рисунок 3.71 д, е) имеют схожесть с вышеописанным, но угол заострения «лопатки» больше ( $68^{\circ}$  и  $80^{\circ}$ ).

Клиновидные зубки представлены формой Г25 (рисунок 3.71 в) предназначены для вооружения долот типов СЗ (в том числе и бурголовики СЗ) и ТКЗ при использовании турбобуров [11]. Сферическая форма зубков

Г26 применяется в долотах типов ТКЗ (совместно с зубками Т) и ОК (рисунки 3.71 е).

Конусно-сферическая форма К (рисунок 3.71з) представляет собой круглый конус с углом  $70^0$ , вершина которого притуплена. Применяется в долотах для крепких пород.

Кроме того, в ОАО «Волгабурмаш» по лицензии фирмы «Дрессер» выпускается двухконусно-сферический зубок, головка которого состоит из двух усеченных конусов [11]. Применяется для армирования периферийных венцов долот типа ТЗ.

На рисунке 3.71г представлена также твердосплавная вставка формы Г54 с плоской торцевой поверхностью, применяемая для защиты обратных конусов шарошки, козырьков и спинок лап, лопастей калибраторов и других целей.

Важным изобретением является оснащение вооружения шарошек наклонными зубьями, предложенное А.Н. Поповым. Исследования, проведенные группой уфимских ученых (Попов А.Н., Самоходов Ю.И., Трушкин Б.Н., Спивак А.И.) позволили установить то, что при нулевом и отрицательном тангенциальном скольжении между набегающей гранью зуба и породой защемляется определенный объем породы и возникает «угнетающий» эффект. Изготовленное на базе долота Ш 215,9 СГН конструкция с наклонными зубьями позволило получить существенный рост показателей бурения: рост механической скорости и проходки на долото соответственно на 56% и 57%.

Идея А.Н. Попова реализована российскими и зарубежными изготовителями долот с твердосплавным вооружением. ОАО «Волгабурмаш» начало производства долот с наклонными зубьями, названные в СКБ объединения «ковшеобразными» (рисунок 3.72).



Рисунок 3.72 – Твердосплавные «ковшеобразные» зубки

На рисунке 3.73 представлен фрагмент вооружения долота фирмы «Хьюз Тул» с наклонными зубьями.

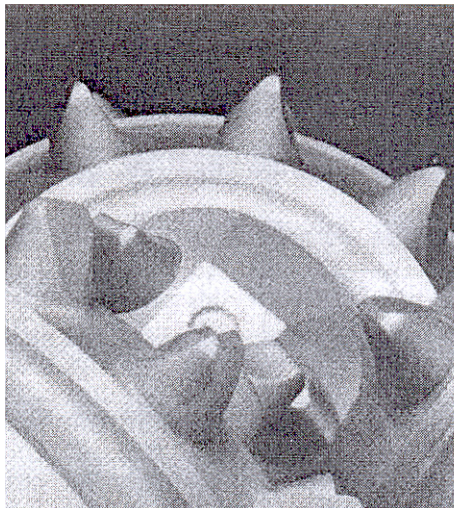


Рисунок 3.73 – Фрагмент вооружения долота фирмы «Хьюз Тул» с наклонными зубьями

Все российские твердосплавные зубки состоят из карбидов вольфрама и кобальта, выступающего в виде мягкой связки. Карбиды вольфрама являются главным компонентом твердого сплава, определяющим свойства последнего. По микротвердости (17300 МПа) они значительно превосходят микротвердость кобальта (2500 МПа). Шифр твердого сплава включает тип твердого сплава (ВК-вольфрамокобальтовый), далее идут одна или две цифры, означающие содержание кобальта в % и затем одна или две буквы, отражающие название класса твердого сплава. Например, сплав ВК-4В относится к вольфрамокобальтовым, в котором содержится 4 % кобальта и соответственно 96 % карбида вольфрама. Далее отмечен класс твердого сплава – вязкий, отличающийся повышенной вязкостью. В сплавах ВК-8ВК и ВК-11ВК класс твердого сплава назван по способу изготовления (ВК – высокотемпературной карбидизации). Этот сплав отличается повышенной стойкостью к ударам.

В качестве наплавочного материала для армирования вооружения фрезерованных долот и защиты обратных конусов шарошек и козырьков лап используется релит зерновой «З» и трубчатозерновой («ТЗ»), представленный в основном порошковым карбид вольфрамом. В каталоге ОАО «Волгабурмаш» отмечается то, что объединение закупило новый наплавочный материал фирмы «Кеннаметалл» (США).



### 3.6.4 Долотные стали

При работе долота, разрушающего горную породу, любые его элементы подвергаются значительным статическим и динамическим нагрузкам. Наиболее нагружаемыми точками долота являются зубья шарошек, поверхности беговых дорожек с нижней части опоры, козырек лапы. Самое большое воздействие на работоспособность долота оказывает содержание в буровом растворе абразивных частиц шлама. Для предотвращения действия абразивной среды, в которой работают элементы долота, они изготавливаются из высоколегированных никель-молибденовых, хромо-никель-молибденовых сталей [8,11,14]. Шарошки и лапы диаметром до 244,5 мм фрезерованных долот изготавливают из никель-молибденовых сталей 15НЗМА, а лапы долот > 244,5 мм отливают из хромо-марганцево-никель-молибденовой стали 19ХГНМА.

Шарошки твердосплавных долот изготавливают из хромо-никель-молибденовой стали 14ХНЗМА.

Наиболее ответственные детали долот это подшипники качения, поэтому их готовят из кремний-молибдено-ванадиевой стали 55СМ5ФА с твердостью  $H_{RC} = 55-57$ . Подшипниковая сталь, полученная в дуговых электропечах, подвергается дополнительно вакуумно-дуговому переплаву. При этом в металле уменьшается пористость и загрязнение газами и неметаллическими включениями. Удаляется сера, газы (кислород, водород и азот и неметаллические включения (оксиды, сульфиды, нитриды). Ударная вязкость при этом увеличивается вдвое, в 1,5 раза увеличивается сопротивление развитию трещин и в 1,25 раза возрастает предел выносливости на изгиб.

Для увеличения стойкости долот отдельные участки их, в частности беговые дорожки подшипники цапфы и шарошки подвергаются термохимической обработке – цементации с последующей закалкой. Цементация – это насыщение поверхностных слоев углеродом до концентрации 0,9-1,1 %. В нашей стране цементация проводится в древесноугольном карбюризаторе при температуре 930-960 °С. После цементации производится закалка на мартенсит с последующим отпуском. Глубина цементованного слоя составляет 0,7-2,6 мм, в том числе:

- беговые дорожки цапфы – 1,6-2,0;
- межвенцовые проточки шарошек и зубья – 1,5-2,0 мм.

Не цементуются бурты на цапфе, козырек и спинка лапы (они защищаются листовым асбестом).

### 3.6.5 Промывочные системы трехшарошечных долот

Промывка забоя является обязательным условием вращательного способа бурения. При этом удаляется с забоя разрушенная порода, охлаждаются рабочие элементы вооружения и опоры и очищаются зубья шарошки.

Известно шесть типов промывочных устройств буровых долот:

- центральная насадка;
- боковая с тремя стандартными насадками;
- боковая с тремя удлиненными насадками;
- боковая с двумя удлиненными насадками и дополнительным расширенным пространством вместо третьего бокового промывочного узла;
- комбинированная с тремя стандартными боковыми насадками одной центральной;
- комбинированная с тремя удлиненными боковыми насадками и одной центральной.

Центральная система промывки (рисунок 3.74) состоит из внутренней полости долота 1, конусной формы подводящего канала 4, центрального отверстия близкого по форме к круглому 2.

Струя бурового раствора, пройдя отверстие 2, ударяется о вершину шарошки 3 и другие шарошки, существенно ослабляется и достигает забоя в значительной мере рассеянной. При дальнейшем движении струи по забою от центра к периферии происходит отрыв частиц шлама от забоя сдвигом, смывом, что является преимуществом данной схемы. К недостаткам этой системы следует отнести подсос в нисходящую по центру струю части бурового раствора уже обогащенного шламом и движущегося вверх вдоль стенки скважины. Ряд исследователей отмечают также о наличие за-

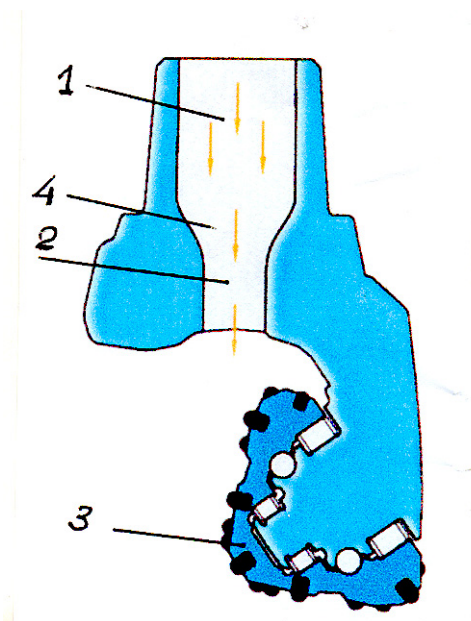


Рисунок 3.74 – Центральная система промывки

периферии забоя [11], что приводит к его зашламлению и дополнительному дроблению разрушенной породы.

В настоящее время центральная система промывки почти не применяется при бурении скважин на нефть и газ. Ведущий производитель ша-

рошечных долот ОАО «Волгабурмаш» выпускает лишь два типоразмера (из 146) долот типа Ц малого диаметра. Вторым по значимости российский производитель долот ОАО «Уралбурмаш» выпускает долота преимущественно с центральной промывкой, но это долота малого диаметра (76-161 мм) для разбуривания твердых, крепких и очень крепких пород.

Попытки повысить эффективность центральной системы предпринимались неоднократно. Но увеличение скорости потока свыше 25-30 м/с невозможно вследствие быстрого роста износа центрального отверстия и шарошек. Один из вариантов улучшения схемы это предложение центральной сменной промывкой насадки (ЦСПН), разработанной в УфНИИ. Позднее были предложены щелевые насадки, впервые разработанные и использованные в Луцком УБР Миннефтепрома СССР (рисунок 3.75).

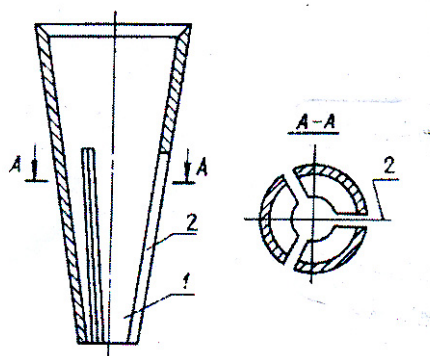


Рисунок 3.75 – Щелевые насадки

Буровой раствор входит в начало насадки, а затем часть его направляется в центральную зону забоя, а часть через три щелевые прорези в промежуток между шарошками и на периферийную зону забоя. Испытаны также щелевые насадки, в которых нет выхода бурового раствора в центр забоя. Через три щели он направлен в промежутки между шарошками на периферию забоя.

### 3.6.6 Боковая гидромониторная схема промывки

Боковая гидромониторная промывка, изобретенная в 1953 году, называемая за рубежом струйной, широко используется в долотах, предназначенных для разбуривания всех типов горных пород по твердости при высоко- и низкооборотном бурении, то есть при всех видах опор.

По данным ОАО «Волгабурмаш» 95-96 % шарошечных долот имеют боковую гидромониторную схему промывки [8].

В целом с помощью гидромониторных долот удалось повысить проходку на долото и механическую скорость бурения на 10-30 % по сравнению с долотами с центральной промывкой. Устройство гидромониторного долота приведено на рисунке 3.76. Поток бурового раствора проходит из

внутренней полости долота через карман 1 и подводящий канал 2 попадает в насадку 3, в которой происходит сжатие струи, для того чтобы при выходе из насадки струя с большой силой и скоростью падала на забой, воздействуя на горную породу. Кроме насадки 3, изготовленной из минералокерамики или твердого сплава в состав гидромониторного узла (ГМУ) входят уплотнительный элемент из резинового кольца 4 для предотвращения размыва корпуса за насадкой и крепление насадки 5. Для размещения ГМУ используются специальные приливы (бобышки) 6. Скорость истечения промывочной жидкости из насадок достигает величины 80-120 м/с.

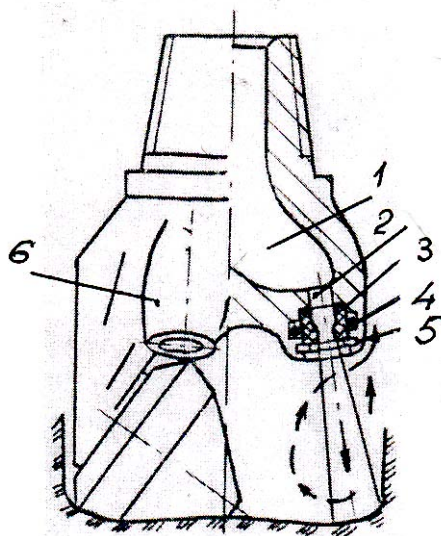


Рисунок 3.76 – Устройство гидромониторного долота

Гидродинамическое воздействие струи с такой скоростью обеспечивают улучшение очистки забоя от частиц шлама и очищение шарошки, а при определенных условиях может помочь размыть мягкие горные породы. Рассмотрим приведенную схему гидромониторного эффекта (рисунок 3.77).

Сжатая в насадке струя на выходе из промывочного канала насадки 1 распыляется из-за сопротивления потоку окружающей жидкости. Струя вследствие этого быстро расширяется и теряет скорость.

Границы распыленного участка струи обозначены цифрой 2. Для создания условий минимального расширения струи длина промывочного канала 1 должна быть более 0,5 диаметра канала. При замерах скоростей в распыленной струе жидкости от начального до основного сечения выяснилось, что внутри струи сохраняется область, в которой скорость остается постоянной. Она называется ядром струи (ядром постоянных скоростей) и длина ее  $l_0$  равна  $5d_0$ . Это означает, что для получения лучших результатов необходимо создавать такие гидромониторные устройства, у которых расстояния от насадки до забоя было меньше пяти диаметров насадки.

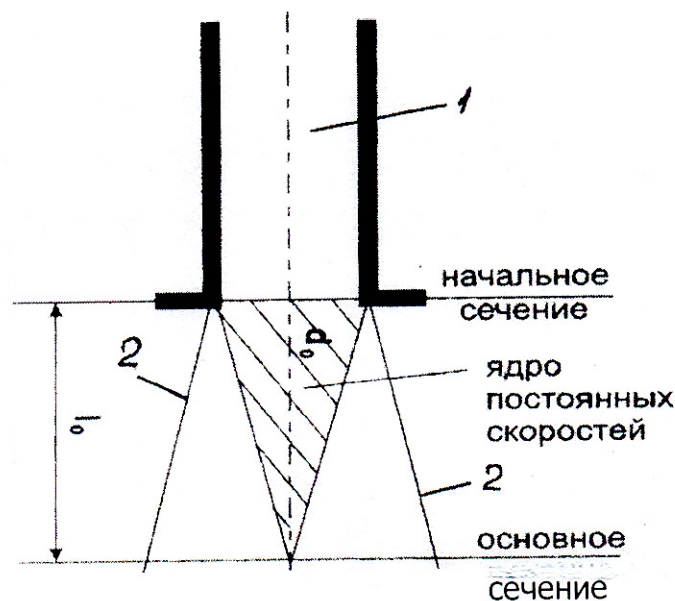


Рисунок 3.77 – Схема гидромониторного эффекта

Этому препятствует реакция от удара струи по забою и возможное зацепление зубьев шарошки при большом люфте в опоре о приближенном к забою ГМУ.

Гидромониторные насадки изготавливаются из минералокерамики 22ХС, износостойкого чугуна и твердых сплавов.

Минералокерамические насадки НД и НКВ используются для долот с открытой опорой. Насадка НД отличается крутым входом в участок сжатия струи. Устанавливается в долотах, выпускаемых ОАО «Уралбурмаш»: насадка НКВ-1 имеет более пологий профиль участка сжатия струи 4 (рисунок 3.78) по сравнению с насадкой НД. Средняя часть насадки 6, имеет наибольшую длину, сужается переходя в цилиндрический выпускной участок 5. Резиновое кольцо 3 герметизирует корпус насадки, которая крепится при помощи резьбовой торцевой муфты.

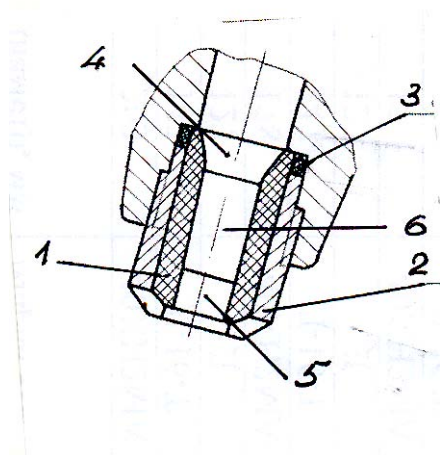


Рисунок 3.78 – Насадка НКВ-1

Такое крепление характерно для долот ОАО «Волгабурмаш», выпускаемых не по лицензии фирмы «Дрессер».

Насадка НГУ (рисунок 3.79) устанавливается во всех долотах, изготавливаемых по лицензии «Дрессер». Отличается от других насадок сложным профилем своей внутренней полости. Профиль участка сжатия струи имеет вогнуто-выпуклую форму. В средней части насадки в виде конической поверхности сделан переход от вогнутой к выпуклой форме. Насадка НГУ близка по устройству к каноидальной и также как она изготавливается из твердого сплава ВК-9В. Известны также удлиненные насадки, о которых будет сказано ниже.

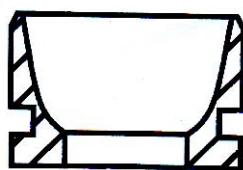


Рисунок 3.79 – Насадка НГУ

Гидромониторная система промывки имеет также недостатки. Струи через насадки с большой скоростью (рисунок 3.80) устремляются на забой через зазор между шарошками и лапами. За счет эжекционного эффекта поток увеличивается и вся периферийная средняя часть забоя находится под воздействием этих нисходящих потоков. Отраженный от забоя поток, обогащенный шламом, устремляется большей частью из-под шарошек, через козырек и спинку лапы в затрубное пространство. Происходит вторичное измельчение шлама вооружением шарошек и износ козырька лапы. Одновременно часть отраженного потока устремляется к центру долота (рисунок 3.80), причем направление потока показано стрелками. Здесь образуется застойная зона, в которой скапливается шлам. Таким образом, определен основной недостаток гидромониторной схемы очистки забоя от шлама: это низкая эффективность заключительной стадии работы боковой гидромониторной системы, заключающейся в неэффективном выводе шлама с забоя в наддолотное пространство. Попытки преодоления недостатков гидромониторной схемы предпринимались не раз. В нашей стране большой объем научно-исследовательских лабораторных и промысловых исследований выполнен под руководством Н.А. Жидовцева. Венцом этих исследований была конструкция долота, в которой только одна насадка выполняла обычную задачу, то есть направлялась на забой, вторая направляла струю через цапфу вдоль поверхности забоя, а третья насадка после разворота направляла струю вверх с целью с помощью эффекта эжекции улучшить удаление шлама в наддолотное пространство.



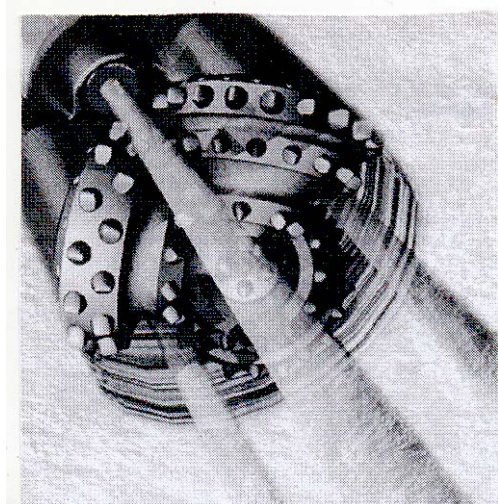


Рисунок 3.80 – Струи через насадки

Такие долота были изготовлены небольшой серией Дрогобычским долотным заводом, однако в производстве так и не были освоены. Подобные работы проводились во Франции. На рисунке 3.81 представлено долото, изготовленные по описанной выше схеме, включая насадку 1, направленную вниз по традиционному направлению и насадку 2, выполняющая роль эжектора для отсоса бурового раствора со шламом из срединной части контакта лап долота со стенкой скважины. Третья насадка на рисунке 3.81 не показана. Как описано выше, ее назначение улучшения очищения забоя наиболее эффективным и простым способом-смывом.

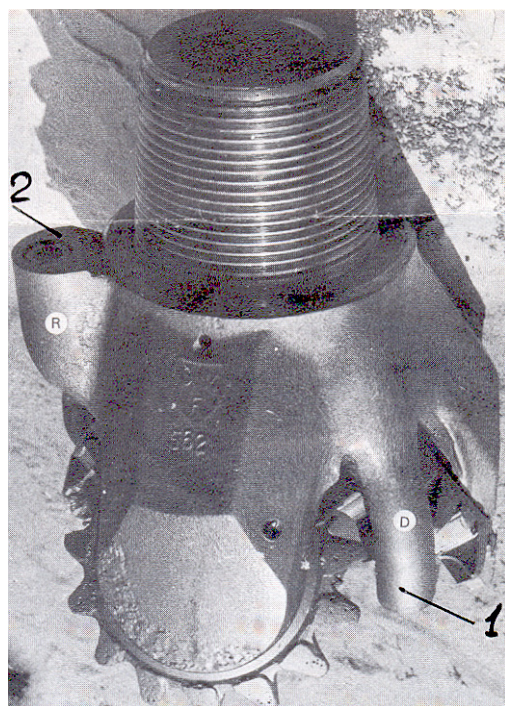


Рисунок 3.81 – Долота, изготовленные на Дрогобычском долотном заводе

В настоящее время реализован один из способов улучшения эффективности гидромониторной схемы промывки. Это создание асимметричной гидромониторной промывки. В нашей стране организовано производство долот с двумя, вместо трех, гидромониторными устройствами (рисунок 3.82). Благодаря этому улучшилась схема удаления шлама с забоя и вынос его в наддолотное пространство. Этому в не малой степени способствовало использование в ГМУ удлиненных насадок из износостойкого чугуна (рисунок 3.83). За рубежом отмечено также появление сравнительно простых методов асимметричной промывки. Например, фирмы «Смит Тул» и «Дрессер» выпускают долота, у которых диаметр одной из насадок резко увеличен по сравнению с диаметрами двух других насадок.

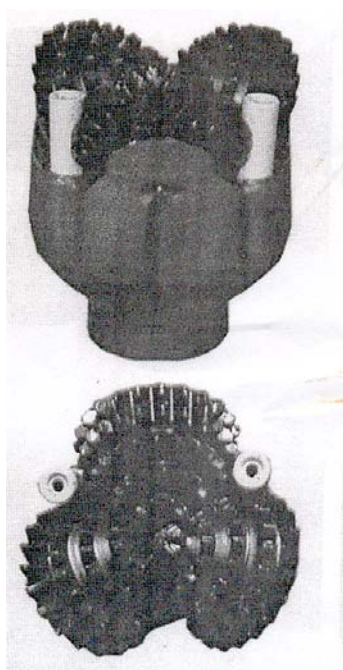


Рисунок 3.82 – Долота с двумя гидромониторными устройствами

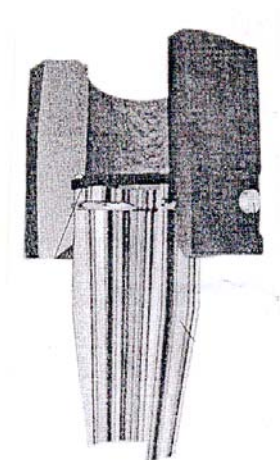


Рисунок 3.83 - Удлиненные насадки из износостойкого чугуна

Следует отметить, что в деле совершенствования традиционной гидромониторной схемы промывки долотные заводы принимают только такие предложения, которые не требуют существенных изменений в технологической цепочке продуктовых линий, на которых изготавливаются шарошечные долота.

Предпринимались попытки создать комбинированные системы промывки (ЦГ). Первым долотом с комбинированной центрально-гидромониторной схемой промывки была одна из модификаций самого популярного в Западной Сибири долота с открытой опорой МЗГВ. Это долото Ш 215,9 МЗЦГВ. В нем к трем боковым насадкам добавился четвертый ГМУ с центральной промывкой. Промысловые исследования показали то, что особых прибавок к показателям эффективности долота не получено.

Ныне ОАО «Волгабурмаш» использует комбинированную схему ЦГВУ при производстве долот с фрезерованным вооружением диаметром 393, 7 и 444,5 мм для бурения в мягких и средней твердости малоабразивных породах.

### **3.6.7 Опоры шарошечных долот**

Опора является важным элементом долота, во многом определяющим его моторесурс. Назначение опоры – передача нагрузки вооружению шарошек через цапфу и подшипники. При анализе сил, воздействующих на опору при бурении, видно, что направления их как нормальное к опоре, так и вдоль оси. Таким образом, нагрузка на подшипники опоры может быть как радиальной, так и осевой. Осевая составляющая нагрузка направлена от центра долота к периферии, а также в обратном направлении.

Конструктивно опора должна состоять из цапфы и комбинации радиальных, радиально-упорных и упорных подшипников. В качестве радиальных используются роликовые и подшипники скольжения. Радиально-упорный это шариковый замковый двухстороннего действия подшипник, воспринимающий осевую нагрузку и фиксирующий положение шарошки на цапфе. В качестве упорного используется подшипник скольжения (упорная пята).

При конструировании опор учитывают следующие особенности подшипников [14]:

- роликоподшипник имеет высокую несущую способность. Требуется значительно больше места для размещения в опоре. Наблюдаются случаи заклинивания роликов в беговых дорожках при износе опоры;

- шарикоподшипник имеет малую несущую способность. При износе и перекосах шарошки заклиниваний не наблюдается. Сравнительно быстро нагревается и может служить источником выхода из строя соседних элементов опоры;

- подшипник скольжения имеет самую высокую несущую способность.

При высоких скоростях вращения возникают очаги перегрева, что может вызвать выход из строя всей опоры.

Конструктивно опоры могут быть открытыми или маслonaполненными герметизированными.

Буровой раствор во время бурения долотом с открытой опорой свободно проникает во внутреннюю полость шарошки, охлаждая нагретые элементы опоры и смазывая их. При этом абразивные частицы шлама при вращении подшипников опоры быстро изнашивают их, поэтому износостойкость долот с открытой опорой при турбинном бурении была на уровне 5-8 часов. Этого было достаточно при отработке долот с фрезерованным вооружением, но в связи с широким внедрением долот с твердосплавными зубками оказались весьма мало. Началось постепенное вытеснение долот с открытой опорой.

Долота с маслonaполненными герметизированными опорами разрабатывались в 60-80-е годы прошлого века. Официально началом считают изобретение первого достаточно надежного механизма подачи масла к подшипникам герметизированной опоры, в которых в какой-то момент произошла утечка части масла в 1959 году. Авторы разработки механизма, названного лубрикатором, являлись сотрудниками научно-исследовательской лаборатории фирмы «Хьюз Тул».

Герметизированная маслonaполненная система, монтируемая в долотах ОАО «Волгабурмаш» представлена на рисунке 3.84. Основным элементом механизма является гибкая диафрагма 3, находящаяся в кармане для смазки 4. Габаритный металлический стаканчик 6 ограничивает деформацию диафрагмы в конце рейса. Карман сверху прикрыт крышкой 5 с отверстиями для передачи давления от окружающего пространства к масляному резервуару.

Крышка 5 фиксируется стопорным кольцом 1. В процессе бурения вследствие колебаний шарошки относительно цапфы возникают утечки масла через уплотнение 9. В полости шарошки давление масла понижается. Это же происходит одновременно в каналах 2 и в резервуаре со смазкой. Давление окружающей долото промывочной жидкости передается через отверстия в крышке 5 на диафрагму, которая мгновенно передает часть масла из кармана в каналы 8 и далее к подшипникам. Кроме того, цифрой 2 обозначена технологическая заглушка, закрывающая вход 2 основной канал для закачки смазки, необходимый при устройстве системы, а также отверстие 7, по которому масло закачивается в опору при изготовлении на заводе.

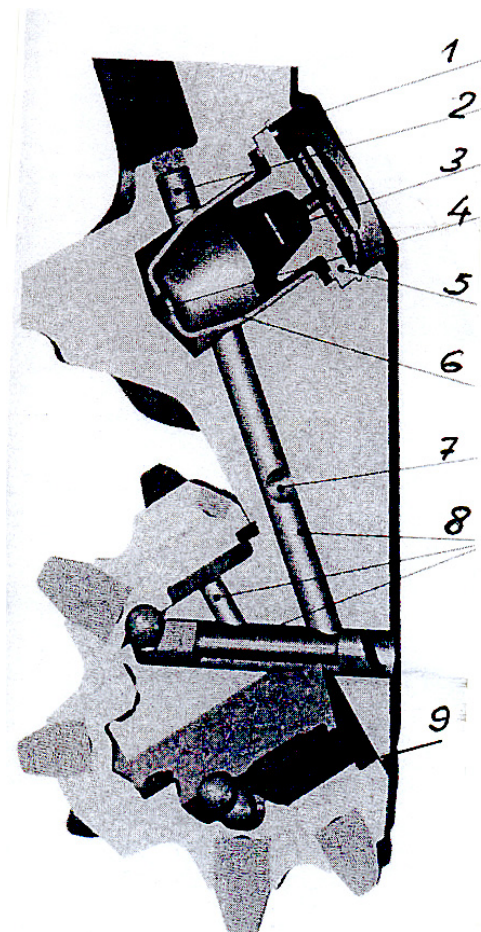


Рисунок 3.84 – Герметизированная маслonaполненная система

В связи с планируемым ОАО «Волгабурмаш» выпуском долот с новой схемой лубрикатора приводим его устройство на рисунке 3.84а. Поскольку названия основных элементов механизма приведены на рисунке, повторяться, не будем. Заметим, что давление бурового раствора передается в этой схеме из центральной части долота через отверстия к гибкой диафрагме. Крышка не имеет отверстий для закрытия кармана после монтажа системы.

По мнению ряда специалистов, данная схема лубрикатора позволяет увеличить объем масла системы.

Широкое внедрение шарошечных долот с твердосплавным вооружением и с маслonaполненной герметизированной опорой позволило значительно улучшить проходку на долото и его стойкость. Изменилась также ситуация с производством. В настоящее время на нефтяных и газовых промыслах используется только 18 % долот с открытой опорой, а 81 % от всего объема долот – это инструмент с маслonaполненными опорами.





Рисунок 3.84а – Устройство долота с новой схемой лубрикатора

Опора современного шарошечного долота, применяемого для бурения скважин в нефтяной и газовой промышленности это главным образом трехрядная конструкция. Чаще всего к трем основным подшипникам добавляются дополнительные упорные подшипники скольжения, выполненные в виде упорного торца цапфы (шифр  $C_y$ ) или наплавкой борта замкового подшипника ( $C_6$ ). Таким образом общее число подшипников в опоре может достигнуть пяти. Несмотря на очевидные недостатки шарикоподшипник по-прежнему в опоре выполняет функцию замкового подшипника. Многочисленные попытки замены его пока не приносят успеха. Объявленное фирмой «Хьюз тул» сообщение об изобретении в 1982 году упорного кольца (Ring lock) для замены шарикоподшипника в опоре шарошечных долот (рисунок 3.85) до сих пор не реализовано.



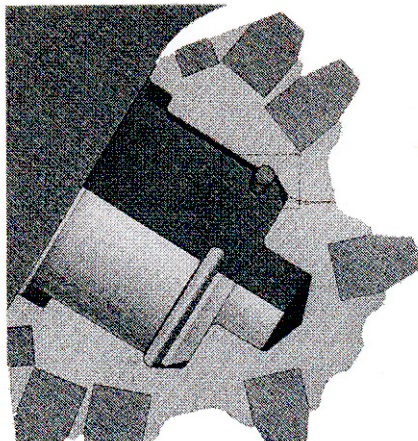


Рисунок 3.85 –Опора шарошечных долот

Опоры по набору подшипников и способу бурения подразделяются на следующие серии:

- серия В. Предназначена для долот, используемых при высокооборотном бурении с помощью турбобуров. Опора открытая, укомплектованная подшипниками качения и одним и более упорным подшипником скольжения (рисунок 3.86).

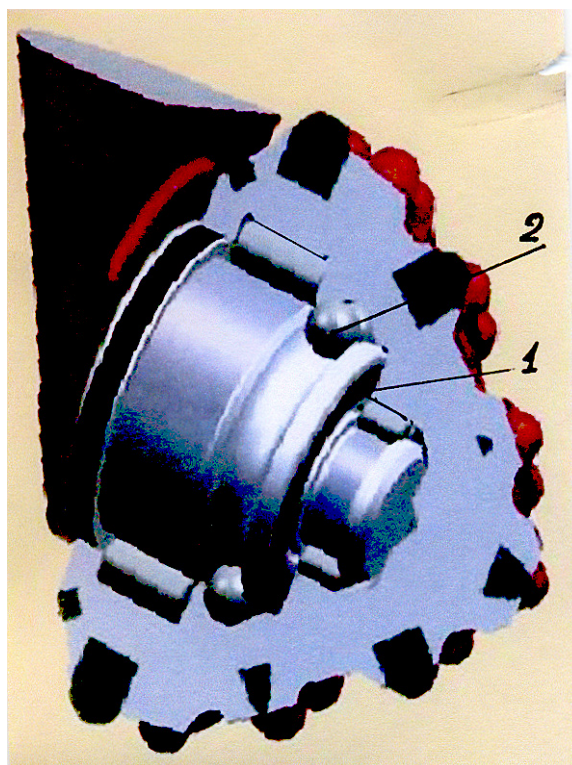


Рисунок 3.86 – Опора открытая

На рисунке цифрой 1 показан упорный подшипник скольжения на борту шарикового замкового подшипника 2.

Следует заметить, что современный выпуск долот серии В весьма ограничен. Из 142 типоразмеров шарошечных долот только 9 выполнены с открытой опорой серии В.

В Западной Сибири чаще других применяются долота III 215,9 МЗГВ-R155М, III 215,9 СЗГВ-R162, III 190,5 МЗГВ-R225 с опорой РШ<sub>3</sub>С<sub>6</sub>Р (роlikоподшипник, шарикоподшипник замковый, скольжения – бурт и роlikоподшипник).

- Серия Н. Применяется в долотах для низкооборотного бурения (роторный способ, бурение с винтовыми забойными двигателями). Опора открытая с двумя подшипниками качения и одним или более упорными подшипниками скольжения (рисунок 3.87).

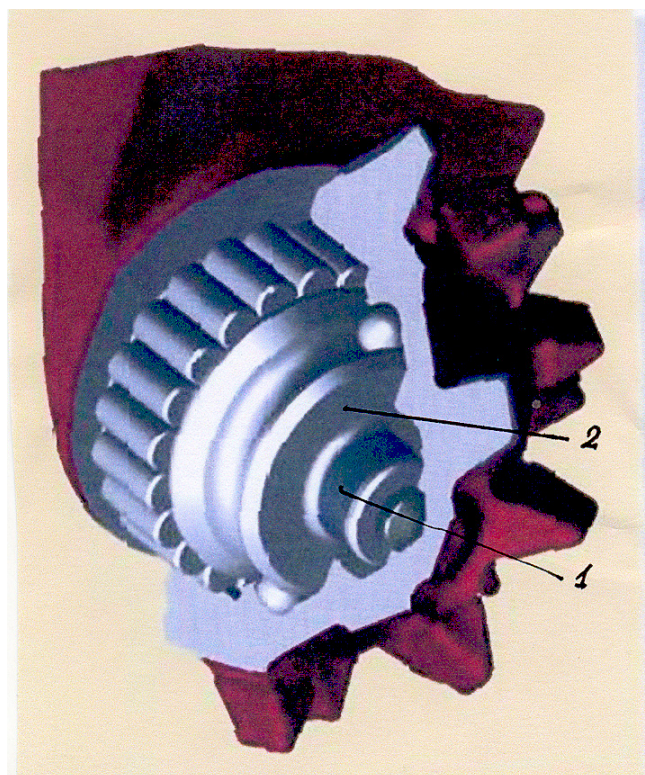


Рисунок 3.87 – Опора открытая с двумя подшипниками качения

На рисунке показаны два наиболее часто применяемых подшипников скольжения: 1 – радиальный, 2 – бурт.

Опоры долот серии Н чаще всего собираются по схемам РШ<sub>3</sub>С<sub>6</sub>С (рисунок) или РШ<sub>3</sub>С<sub>6</sub>СС<sub>у</sub>. В западной Сибири находит применение долото III 215,9 СГН-R163.

- Серия ВУ. Опора применяется в долотах для высокооборотного бурения. Опора герметизированная, выполнена по такой же схеме, как опора

В. Выпуск долот серии ВУ ограничен 10 типоразмерами. Но среди них следует особо выделить долото III 215,9 МЗ-ГВУ-R206А, с помощью которого в интервалах скважин ниже 2000 м на месторождениях Западной Сибири удалось получить рекордные показатели по проходкам на долото и стойкости среди отечественных долот. Чаще всего схема ВУ используется в долотах диаметром 393,7 и 445,5 мм, применяемых для бурения в мягких, мягких с пропластками средних, средней твердости и твердых малоабразивных и абразивных породах.

- Серия НУ. Долота предназначены для низкооборотного (90-250 об/мин). Схема опоры НУ отличается от схемы Н только наличием герметизированной маслonaполненной системы. Долота серии НУ обеспечивают достижение высоких устойчивых показателей. В настоящее время четвертую часть всего объема долот с маслonaполненной опорой составляют долота серии НУ.

- Серия АУ. Эта схема опоры включает не менее двух подшипников скольжения и маслonaполненную герметизированную систему (рисунок 3.88). На сегодня это самая распространенная схема опоры шарошечных долот. Из долот с маслonaполненной герметизированной опорой две трети составляют долота с опорой АУ. Причем отметим, что тенденция с увеличением применения долот с опорой АУ устойчива в течение последних десяти лет. Из долот этой серии следует выделить по показателям долото III 215,9 МЗ-ГАУ-R233, наиболее эффективное среди отечественных долот в интервалах ниже 2000 м на месторождениях Среднего Приобья. В ГОСТе 20692-2003 указана также серия опоры А, используемая в долотах малого диаметра (76 и 93 мм), но мы ее не рассматриваем вследствие того, что подобные долота при бурении скважин на нефть и газ не применяются.

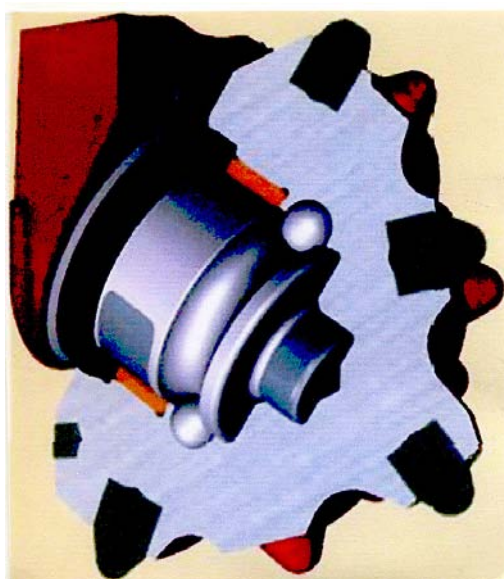


Рисунок 3.88 – Схема опоры

### 3.6.8 Шифры шарошечных долот

Шифр долота по ГОСТ 20692-2003 включает информацию об основных конструктивных особенностях их и возможных условиях отработки.

Первая цифра латинскими цифрами означает число шарошек: одношарошечное (I), двухшарошечное (II), трехшарошечное (III) – и т.д. Далее следует диаметр долота в мм, например 215,9; 295,3 и т.д.

На третьей позиции показываются буквенными обозначениями твердость и абразивность горных пород, для которых предназначено это долото, к примеру М, СЗ, Т и т.д.

Затем следует в буквенном обозначении вид промывочной системы: с центральной системой (Ц), с боковой гидромониторной (Г), с комбинированной (ЦГ). Здесь же указываются системы продувки долот (П или ПГ), но в нашем пособии долота с продувкой не рассматриваются. Обозначаются буквами также тип опор: В, ВУ, Н, НУ и АУ.

Завершает шифр долота обозначения порядкового номера заводской модели. В долотах ОАО «Волгабурмаш», выпускающего долота по лицензии фирмы «Дрессер», к номеру модели добавляется латинская буква R.

За рубежом производством долот занимается много компаний, причем каждая имеет свой шифр. Для того, чтобы информация о долотах могла быть быстро понята, МАБП (Международная ассоциация буровых подрядчиков) предложила простой код, состоящий из трех цифр и нескольких букв:

Первые две цифры шифруют информацию о твердости и абразивности горных пород, для которых предназначено долото.

Первая цифра обозначает группу вооружения долота. Здесь цифрами 1,2,3 обозначены долота со стальными (фрезерованными) зубьями, причем цифрой 1 шифруется долота для мягких, цифрой 2 – для средней твердости и цифра 3 – для твердых пород. Цифры 4-8 обозначают долота с твердосплавным вооружением для пород от самых мягких (4) до самых твердых (8).

Вторая порядковая цифра кода характеризует тип и особенности вооружения, области применения в пределах группы, выбранной чуть ранее. Группа вооружения (первая цифра кода) делится на 4 типа (1,2,3,4). Эти цифры указывают на прочность пород и расположены в порядке увеличения прочности.

Третья порядковая цифра означает тип опоры и калибрующую способность долота:

1 Стандартное шарошечное долото с открытой опорой со вставными зубьями;

2 Стандартное шарошечное долото с открытой опорой со вставными зубьями для бурения в условиях аэрированной циркуляции;



3 Стандартное шарошечное долото с открытой опорой со вставными зубьями, где калибр сохраняется за счет твердосплавных вставок в основании шарошки;

4 Колонковое либо шарошечное долото с герметизированной опорой;

5 Шарошечное долото с герметизированной опорой с твердосплавными вставками в основании шарошки.

6 Шарошечное долото с опорой скольжения с герметизированной опорой;

7 Шарошечное долото с опорой скольжения с герметизированной опорой с твердосплавными вставками в основание шарошки.

Дополнительная информация о форме зубьев, типах гидромониторных насадок указывается, как правило, одной латинской буквой:

A – для бурения с продувкой;

C – центральная промывка;

D – протекторы защиты от истирания по внешнему диаметру в виде вставок, зубков;

E – удлиненные насадки;

G – дополнительная защита калибра (диаметра);

J – насадки с отклоняющимися углами

R – усиленные сварные швы;

S – стандартный стальной зуб;

X – зубья бурового долота в форме зубила;

Y – резцы с конической вершиной;

Z – вставки (штыри) других форм.

### **3.6.9 Износ шарошечных долот**

После окончания рейса и подъема долота состояние его изучается для определения соответствия разбуриваемым породам, а также применяемому режиму бурения. Полученная информация немедленно используется для внесения корректив в технологию отработки нового долота. Но для тщательного изучения недостатков новых долот, проведения сравнительных испытаний с базовыми долотами необходимо фиксирование износа всех элементов долота по стандартной методике. В нашей стране используется код износа, разработанный ВНИИБТ.

Кодирование износа шарошечных долот по методике ВНИИБТ (РД 39-2-51-78).

В – износ вооружения (хотя бы одного венца)

В1 – уменьшение высоты зубьев на 0,25

В2 – то же на 0,5

В3 – то же на 0,7

В4 – то же на 1 (полностью)

С – наличие скола зубьев, выпадения или скола твердосплавных зубков. Их число в % записывается в скобках

П – износ опоры (хотя бы одной шарошки)

П1 – радиальный люфт шарошки относительно оси цапфы для долот диаметром менее 216 мм – 0-2 мм, более 216 мм – 0-4 мм

П2 – то же, для долот диаметром менее 216 мм – 0-5 мм, более 216 мм – 4-8 мм

П3 – то же, для долот диаметром менее 216 мм – более 5 мм, более 216 мм – более 8 мм, заедание шарошки при вращении

П4 – разрушение опоры

К – заклинивание шарошек. Их число указывается в скобках

А – аварийный износ

АВ – поломка и оставление вершины шарошки

АШ – поломка и оставление шарошки

АС – поломка и оставление лапы долота

Число оставленных вершин, шарошек и лап указывается в скобках.

Д – уменьшение диаметра долота (указывается в мм).

Износ уплотнительных элементов маслonaполненной герметизированной системы обозначается буквой У с указанием в скобках числа нарушенных манжет. Повреждения или разрушения гидромониторных узлов отмечается буквой Г, где также в скобках фиксируется число нарушенных узлов. Кроме того, закругление зубьев периферийного венца следует обозначать буквой Ч, а зацепление – Ц.

Таблица 3.1А – Характеристика стандартных насадок

На- садка Обо- зна- чение	Диа- метр доло- та, мм	Диаметры выходного отверстия, мм															
		5,6	6,4	7,1	7,9	8,7	9,5	10,	11,	11,	12,	14,	15,	17,	19,	20,	22,
R3 51	120,6- 124,6	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•						
R3 40	139,7- 152,4	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•				
R1 80	155,6- 171,4			•	•	•	•	•	•	•	•	•	•				
R0 03	190,5- 244,5		•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
R0 10	250,8- 444,5		•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•



Таблица 3.1Б – Характеристика стандартных и удлиненных гидромониторных насадок

Тип долота	Насадка Обозначение	Диаметр долота, мм	Диаметры выходного отверстия, мм		
			15,0	18,0	20,0
Долото с фрезерован- ным воору- жением	НУГ-15/47 НУГ-18/47 НУГ-20/47	190,5- 215,9	•	•	•
Долото с твердо- сплавным вооружением	НУГ-15/52,5 НУГ-18/52,5 НУГ-20/52,5	215,9	•	•	•

Кодирование износа долот по системе МАБП (IADC) более подробное и объемное по сравнению с кодом ВНИИБТ. Всего рассматривается 8 позиций.

Вооружение кодируется по четырем позициям:

- i – внутренние ряды;
- O – внешние ряды;
- D – описание износа вооружения;
- L – местонахождение износа.

B - Износ опоры описывает состояние подшипников и уплотнений

G – внешний диаметр дается описание износа по диаметру;

O- второстепенный износ;

R – причины подъема инструмента.

Позиции i и o используют те же размеры износа, что и методика ВНИИБТ – потеря высоты зуба.

У долот с фрезерованным вооружением потеря высоты преобразована в восемь цифр (o - отсутствие потери высоты, 8 – полный износ зуба).

Долота с твердосплавным вооружением (o – отсутствие износа вооружения, 8 – полная потеря зубков). У долот с фиксированными резцами фиксация износа аналогичная.

D – описание износа вооружения включает выбор следующих видов:

BC – слом шарошки	LN – потеря насадки
DF – отлом алмазной пластины по шву	LT – потеря зубков (резцов)
BT – слом зубьев (резцов)	OC – эксцентричный износ
BU – сальникообразование на долоте	PB – механические повреждения при СПО

CC – трещина в шарошке	PN – закупорка насадки (промывочного канала)
CD – истирание шарошки	RG – износ по внешнему диаметру
CL – перекрытие шарошек	RO – кольцевой износ
CR – кернение долота	SD – повреждение козырька
CT – скол зубков	SS – самозатачивание зубьев (зубков)
ER - эрозия	TR – трекинг
FC – стачивание вершушек зубьев	WO – промыв инструмента
HC – трещины перегрева	WT – износ зубков (резцов)
JD – посторонние предметы на забое	NO – отсутствие износа
LC – потеря шарошки	

L - местонахождение износа. Указывается износ по номерам шарошек (I, II, III) и по позициям: N – носовой ряд (венец А), М - средний ряд, G – внешний ряд (периферийный венец), А – все ряды (венцы).

В – уплотнение подшипников. Описывается состояние уплотнений по шкале 0-8, в котором 0 – ресурс не использован, 8 – ресурс использован полностью. Указывается также шифры износа: Т – уплотнения эффективны, F – уплотнение вышли из строя, N – невозможно определить, X – долото без уплотнений.

G – внешний диаметр. 1 – износа по диаметру нет,

1/16 – износ по диаметру 1/16 дюйма (1,587 мм);

1/8 износ по диаметру 1/8 дюйма (3,175 мм);

¼ - износ по диаметру ¼ дюйма (6,350 мм).

О – второстепенный износ. Для описания используются коды позиции Д.

R – коды причин подъема долота.

ВНА – Смена КНБК	HR – Подъем по времени
CM – Обработка бурового раствора	LIN – Потеря инструмента на забое
CP – Отбор керна	LOG – ГИС
DMF – Отказ турбобура	PP – Рост или падение давления на стояке
DP – Разбуривание цемента	PR – Падение скорости бурения
DSF – Авария с бур. колонной	RIG – Ремонт оборудования
DST – Пластовые испытания	TD – Проектный забой
DTF – Отказ забойного инструмента	TQ – Рост крутящего момента

FM – Смена геологической обстановки	TW – Отворот инструмента
HP - Авария	WC – Погодные условия

### 3.6.10 Двухшарошечные долота

Как отмечено нами ранее, первым шарошечным долото с коническими шарошками было двухшарошечное долото, разработанное Г. Хьюзом [26].

Они изготавливаются из двух кованных секций, соединенных электросваркой. Устройство секций в основном аналогично секции трехшарошечного долота, поэтому описываться здесь не будет. Заметим, что лапы и цапфы секций одинаковы, но формы двухконических шарошек несколько отличаются друг от друга (рисунок 3.89). Вершина одной из шарошек, перекрывающей центральную часть забоя, заканчивается лопаткой -1 (для фрезерованного вооружения) или одним штырем (при твердосплавном вооружении). Эта шарошка первая. Второй считается шарошка со срезанной вершиной – 2.

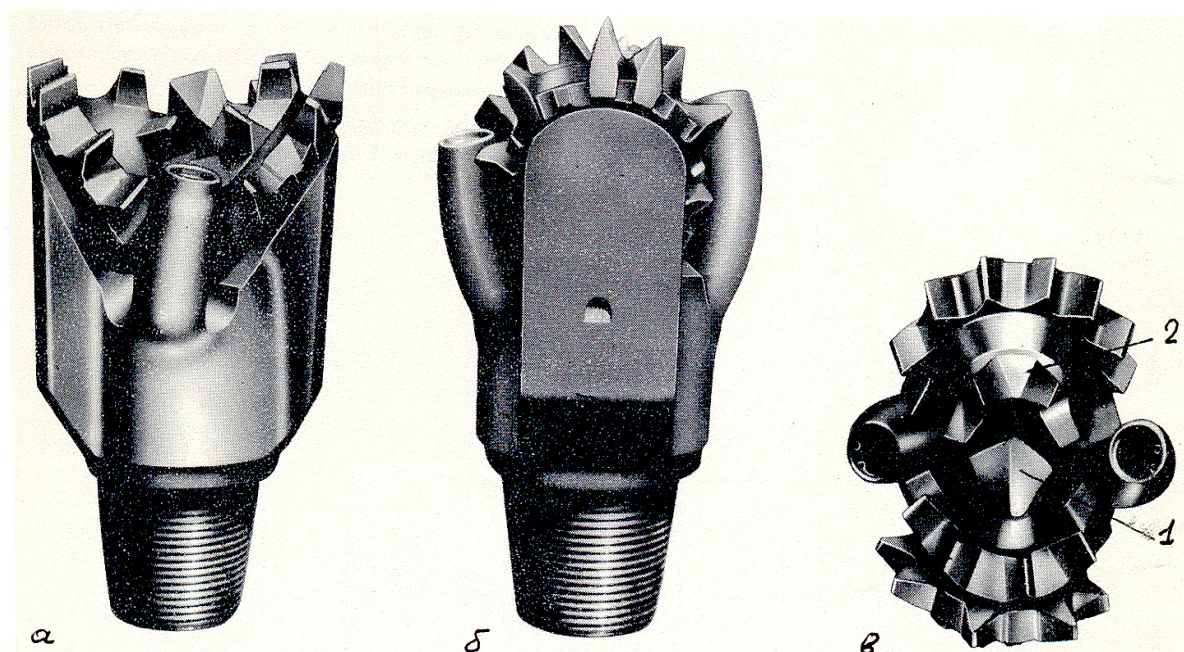


Рисунок 3.89 –Двухшарошечные долота

Главным конструктивным отличием двухшарошечных долот от трехшарошечных такого же диаметра в том, что в двухшарошечных долот возможно использование шарошек увеличенного диаметра, что является

определяющим при формировании силы удара набегающим зубом шарошки.

Вторым отличием следует считать лучшую возможность установки гидромониторных устройств без опасения повреждения их зубьями шарошек в периоды появления больших люфтов в опоре. Здесь также имеется в виду возможность значительного приближения гидромониторных насадок к забою (рисунок 3.89а,б), что способствует более эффективному разрушению забоя при бурении в мягких породах. Устройство гидромониторных узлов может быть выполненным с разной длиной (рисунок 2.89б) для обеспечения асимметричности в промывке забоя.

У долот типов М и С шарошки самоочищаются с положительным смещением осей относительно оси долота. Так, у долот П 112М-ГВ величина смещения осей составляет 3 мм, а у долота П 151М-ГВ увеличена до 5 мм.

Помимо гидромониторной выпускаются долота с центральной системой промывки. Это долото типа С и К. Все отечественные двухшарошечные долота изготавливаются с открытой опорой. Как правило, опора трехрядная. Основные схемы опоры СЩ<sub>3</sub>С, СЩ<sub>3</sub>О, Щ<sub>3</sub>ЩР и СЩ<sub>3</sub>Щ.

В настоящее время двухшарошечные долота выпускаются диаметром 76-151 мм ОАО «Уралбурмаш» и используются при бурении структурно-поисковых скважин на нефть и газ, а также для проходки сейсморазведочных и горнорудных скважин.

Попытки производства двухшарошечных долот для нефтяных и газовых скважин диаметром 190,5; 215,9 мм предпринимались неоднократно, однако сравнительные промысловые испытания показали большую эффективность трехшарошечных долот.

За рубежом двухшарошечные долота более распространены. Они выпускаются фирмами «Смит Тул», «Рид Тул», «Дрессер индастриз» диаметром от 165,1 до 444,5 мм. Следует отметить то, что почти все зарубежные двухшарошечные долота также имеют открытые опоры, кроме одного. Фирма «Рид Тул» выпускает долото типа НР, имеющее три боковых насадки и одно с увеличенным по диаметру круглым отверстием (вариант асимметричной промывки). Кроме того, опора долота выполнена герметизированной типа АУ, а вооружение долота – в фрезерованном исполнении.

### **3.7 Инструмент для отбора керна**

#### **3.7.1 Значение отбора керна в разведочном бурении скважин**

Отбор образцов горных пород в виду столбика (колонки), называемом керном играет существенную роль на всех стадиях разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Изучение геологического строения массива горных пород, подсчет запасов и составление проектов

разработки залежей требует получения большого объема информации, который может быть также получен при помощи проведения географических методов исследований. Но в силу того, что керн является прямым источником информации о свойствах горных пород, его доля по данным работы [22], достигает 70-80 % от всего объема информации.

Отбор керна производится при помощи кернаотборного инструмента с бурильной головкой, разрушающей породу по кольцу у стенки забоя с сохранением в центре скважины столбика керна.

Для этого необходимо выполнить следующие операции [23]:

- Разрушение породы по кольцу для образования столбика керна;
- Продвижение керна в кернаприемную трубу для сохранения его во время рейса;
- Отделение столбика керна от забоя при необходимости подъема инструмента;
- Подъем керна на устье;
- Извлечение колонки керна из кернаприёмной трубы наклоном её и лёгким постукиванием.

### **3.7.2 Эффективность отбора керна**

Установлено, что эффективность отбора керна зависит от четырех групп факторов [24]:

- Геологические;
- Технические;
- Технологические;
- Организационные.

Геологические (природные) факторы.

При бурении опорных, поисковых скважин керн отбирается из глинистых, обломочных, карбонатных, а так же из кристаллических пород фундамента. При проходке разведочных скважин основной объем отбираемого керна производится из терригенных и карбонатных пород-коллекторов.

На сохранность керна существенное влияние оказывают такие физико-механические свойства отбираемых пород, как твердость, прочность, пористость, трещиноватость, пластичность, упругость, которые в свою очередь зависят от структуры, текстуры, состава и структуры цемента, минерального и гранулометрического состава пород.

Химический состав минералов и цемента должен быть нейтральным по отношению к буровому раствору.

При отборе керна из разреза, сложенного многолетнемерзлыми породами необходимо принять меры для предупреждения растепления и са-

моразрушения пород. В этом случае охлажденные буровые растворы с низкой теплопроводностью, например, полимерглинистые или буровые агенты типа пен или газа. Известны случаи использования для отбора керн из многолетнемерзлых пород специальных установок с замораживанием керна. Во всех случаях керн необходимо помещать в специальных каналы, для сохранения его в условиях отрицательных температур.

Все геологические факторы должны быть учтены классификацией пород по сложности отбора керна. Ныне известны классификации Алексеева Ю. Ф., Волкова С. А., Панова Б. Д. и Бакулина В. Г., Булнаева И. Б., Шрейнера Л. А. и Симонянца Л. Е. В практике разведочного бурения на нефть и газ пользуется признанием классификация, разработанная сотрудниками ВНИИБТ, которая приведена в таблице 3.4.

Данная классификация помогает правильно выбрать вид керноотборного инструмента, бурильную головку, тип кернорвателя и в определенной степени определить режим бурения. В целом это будет способствовать эффективности работ по отбору керна.

Следует отметить, что классификация, разработанная в начале 70-х годов прошлого столетия, имеет определенные неточности. Например, рекомендованные в ней для отбора керна в породах 4 категории керноотборное устройство «Плутон» так и не было создано. Очевидно, вместо него следует применять устройство с изолированным керном типа КИ, КИМ отечественного производства или керноотборное устройство с резиновым керноприемником фирмы Norton Christensen.

### **Технические факторы**

Основной технической характеристикой отбора керна служит вынос керна  $B_k$ , то есть количественный показатель качества отбора (%)

$$B_k = \frac{H_k}{H_p} 100, \quad (3.2)$$

где  $H_k$  – длина отобранного керна;

$H_p$  – длина пройденного ствола скважины за рейс.

Для обеспечения высокого выноса керна керноотборное устройство должно соответствовать следующим техническим требованиям [24]:

- Обеспечение защиты керна от размыва струей бурового раствора во время бурения;
- Сохранение керна в керноприемной трубе от воздействия её вращения;
- Исключение всех видов колебаний корпуса инструмента и керноприемника;
- Обеспечение надежности захвата керна по окончанию рейса.



Таблица 3.4 - Классификация горных пород по сложности отбора керна

Категория пород	Характеристика состояния горной породы	Условный диаметр керноприемника	Керноприемное устройство	Бурильные головки	Кернорватель
I	Монолитные, слаботрещиноватые, не размываемые буровым раствором и не набухающие, не разрушаемые вибрациями керноотборного инструмента	Малый	Турбодолота, со съемным керноприемником, для высокооборотного бурения	Шарошечные, режущего действия, (ИСМ) алмазные	Цанговый и рычажковый
II	Трещиноватые перемежающиеся, слабо размываемые буровым раствором, мало разрушаемые вибрациями	Средний	С несъемным керноприемником для низкооборотного бурения «Недра», «Симур»	Шарошечные, режущего действия (шарошечные, лопастные, ИСМ алмазные	Цанговый и рычажковый
III	Весьма трещиноватые перемежающиеся, размываемые буровым раствором, разрушаемые вибрациями керноотборного инструмента	Большой	С несъемным керноприемником, для низкооборотного бурения серии «Кембрий»	Режущего действия (лопастные, шарошечные, алмазные, ИСМ)	Рычажковый
IV	Рыхлые, перемятые и плавучие, высокопористые, растворяющиеся в буровом растворе	Средний	Специальное с эластичной керноприемной камерой для низкооборотного бурения типа «Плутон»	Режущего действия (лопастные, алмазные, шарошечные, с опережающим керноприемом)	Без кернорвателя

Технический уровень керноотборного устройства определяется такими параметрами, как коэффициенты керноотбора и керноприема. Коэффициент керноотбора (кернообразования)  $K_0$  равен отношению диаметра выбуриваемого керна  $d_k$  к диаметру скважины  $D_c$

$$K_0 = \frac{d_k}{D_c} > 0,40. \quad (3.3)$$

Известно, что с увеличением диаметра керна – увеличивается его поперечное сечение, а следовательно и прочность. По данным Брентли Д. Е. [26] прочность керна из твердых пород пропорционально кубу его диаметра. Следует добавить, что  $K_0$  является главной технической характеристикой керноотборного устройства.

Коэффициент керноприема  $k_n$  характеризует соотношение диаметра керна  $d_k$  и расстояние от керноприема до забоя скважины  $h$ .

$$k_n = \frac{d_k}{h} > 0,70. \quad (3.4)$$

В керноотборных устройствах с использованием шарошечных бурильных головок  $K_n$  обычно равен 0,5-3,8.

### **Технологические факторы**

Технология отбора керна включает планирование, контроль элементов технологии геологической службой, выполнение технологических параметров и соблюдение их выполнения буровой вахтой.

К технологическим факторам следует отнести:

- Режим бурения;
- Качество подготовки забоя и ствола скважины;
- Выбор компоновки низа бурильной колонны (КНБК).

К фактору «режим бурения» отнесены не только параметры режима бурения, такие как осевая нагрузка, частота вращения, количество и качество промывочной жидкости, но и показатели бурения, включающие проходку за рейс и механическую скорость бурения.

При изучении влияния осевой нагрузки на бурильную головку установлено, что оно имеет сложный характер, так как в каждом случае при определенном сочетании бурильной головки, режима бурения и разбуриваемой горной породы имеется определенная осевая нагрузка, при которой вынос керна максимален.

Почти аналогичный вывод следует из рассмотрения вопроса о влиянии частоты вращения бурильной головки на вынос керна. Общий вывод

заключается в том, что при отборе керна всегда находится такое сочетание вышеупомянутых факторов, при котором находится частота вращения, при которой вынос керна наибольший.

Панов Б. Д. и Бакулин В. Г. установили, что при прочих равных условиях решающее влияние на эффективность отбора керна влияет механическая прочность отбираемых пород [23, 24, 25]. Влияние количества промывочной жидкости на вынос керна во многом зависит от способа вращения керноотборного устройства. При роторном способе вращения, по мнению многих специалистов, вынос керна возрастает при увеличении расхода бурового раствора до определенного предела, после чего происходит снижение сохранности керна в керноприемнике.

При применении подвески керноотборного устройства на вал турбобура или ВЗД, как это делается в подавляющем большинстве буровых организаций в Западной Сибири, влияние расхода бурового раствора носит сложный характер, так как на привод ГЗД расходуется существенное количество промывочной жидкости, влияющее на эффективность бурения с отбором керна.

При планировании расхода бурового раствора во всех случаях должно быть выполнено условие достаточности промывки для хорошей очистки забоя от шлама. Анализ влияния качества бурового раствора на вынос керна показывает то, что такие показатели как водоотдача, вязкость, плотность, наличие смазочных добавок оказывают на керн прямое воздействие.

Увеличение водоотдачи при увеличении фильтрации бурового раствора в поры керна существенно снижает его прочность и вынос.

При повышении вязкости в первые моменты отбора керна его вынос увеличивается, но во второй части рейса при падении механической скорости и следовательно при увеличении времени воздействия бурового раствора на керн вынос его уменьшается. Увеличение плотности при отборе керна в глубоких скважинах приводит к снижению его выноса.

Увеличение смазочных добавок положительно влияет на эффективность отбора.

Величина проходки за рейс оказывает сложное влияние на вынос керна. При бурении в рыхлых, высокопористых, малоустойчивых породах уменьшение длины рейса может быть эффективным.

При отборе керна в устойчивых породах с использованием современных керноотборных устройств, рекомендуется применять двух- и трехсекционные устройства, то есть длину рейса увеличивать [23, 24].

Качество подготовки забоя скважины перед отбором керна в некоторых случаях оказывает существенное влияние на эффективность работ. Наличие на забое металла может привести к истиранию керна или заклинке его в керноприёмной трубе. Перед отбором керна необходимо включать в КНБК шламометаллоуловитель, а суженные участки ствола проработать.

## Организационные факторы

Организация отбора керна является одним из главных факторов, обеспечивающих эффективность работ. При этом выполняются следующие мероприятия [24]:

- Обучение членов буровых бригад совершенным методам отбора керна;
- Обеспечение буровых бригад наиболее совершенным керноотборным инструментом;
- Составление детально разработанного плана работ по отбору керна с указанием конкретных исполнителей по каждому этапу работ, срокам выполнения;
- Организация контроля за выполнением плана и технологии отбора керна
- Применение прогрессивной оплаты труда за высокие показатели работ при отборе керна.

### 3.7.3 Керноотборные инструменты

В практике геологоразведочных работ керноотборное устройство носит немало различных названий. Это колонковый снаряд, двойной колонковый набор, колонковое турбодолото, шпindelь универсальный керноотборный и т.д.

Керноотборные инструменты совершенствовались вместе с совершенствованием бурового дела. В 19 веке при всеобщем распространении ударного способа бурения геологические службы довольствовались отбором разрушенной горной породы (шлама) из желонки, но при этом получение такой информации, как пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, содержание остаточной водонасыщенности в породах не представлялось возможным.

При переходе на вращательное бурение использовались примитивные инструменты для отбора образцов пород.

По данным Брентли Д. Е. [26], Копылова В. Е. [6] первые устройства были следующие:

**1 Ложковый бур.** Это стальной цилиндр с вертикальной прорезью и скошенным внизу режущим лезвием, которым и осуществляется разрушение мягких горных пород при углублении. Инструмент называют также «буровой ложкой». Следует отметить, что этот инструмент почти без изменений применяется до сих пор при бурении неглубоких инженерно-геологических скважин.

**2 Трубный паук,** изготовленный из бурильной трубы. На нижнем конце ее при помощи ножовки или ацетиленовой резки вырезают зубья. При осевой нагрузке и вращении с малым расходом бурового раствора,

или без него, конец трубы погружается в породу, зубья загибаются и захватывают керн.

**3 Дробовый бур**, представляющий собой одинарную колонковую трубу с дробовой колонкой. При вращении дробь разрушает по кольцу горную породу, образуя столбик керна, который заклинивается в коронке гвоздями, крупными частицами твердых горных пород единовременно добавляемых в буровой раствор.

Первым изобрел, изготовил и применил во Франции керноотборное устройство, наиболее близкое по конструкции к современному инструменту, инженер Г. Лешо в 1863 г. Несколько ранее он разработал вращательный способ бурения взрывных скважин в горнорудной промышленности. Впервые в составе керноотборного устройства была применена буровая коронка, оснащенная алмазными резцами.

Только в начале 20-х годов прошлого столетия идеи Г. Лешо, усовершенствованные на предприятиях добычи рудных полезных ископаемых, привлекли внимание специалистов нефтяной промышленности. Началась новая эра модернизации керноотборных устройств ведущими нефтяными фирмами США. Россия не участвовала в этой работе вследствие разрухи народного хозяйства, вызванной первой мировой войной, а затем и гражданской войной.

В 1963 г. в ВНИИБТ была создана лаборатория колонкового бурения и инструмента, ставшая центром для создания новых типов керноотборных инструментов. Были разработаны такие керноотборные устройства для роторного способа, как колонковые снаряды СК, КАЭ2, ДКИР, 1В-ДК, КДЗ. В УФНИИ был создан двойной колонковый набор «Уфимец» (ДКНУ).

В 1972 г. на основе снарядов КДЗ и ДКНУ разработано унифицированное устройство серии «Недра», получившее широкое распространение в практике геологических работ.

Параллельно в СССР развивался турбинный способ отбора керна. Созданные в пятидесятые годы прошлого века специальные турбобуры с полым валом, в котором размещался керноприемник, называли колонковым долотом (КТД).

КТД имело следующие преимущества:

- Сравнительно высокая механическая скорость проходки. Например, этот показатель в Главтюменьгеологии при работе КТД-4С-172 достигал 1,9-2,5 м/ч против средней механической скорости с керноотборным устройством «Недра» кд11 164/80 1-1,4 м/ч [12];
- Наличие съемной грунтовки, что существенно увеличивало рейсовую скорость бурения;
- Возможность включения в компоновку бурильной колонны труб ЛБТ из алюминиевых сплавов, обычно используемых при турбинном бурении сплошным забоем.

Благодаря таким факторам в Главтюменьгеологии в середине восьмидесятых годов из общего объема бурения с отбором керна 37 тысяч метров в год на турбинный способ приходилось 17 760 метров, то есть несколько менее половины всего объема.

Колонковые турбодолота имели так же существенные недостатки [20]:

- **Низкий вынос керна.** На некоторых разведочных площадях Тюменской области вынос керна при турбинном бурении составляет 25-40 % против 50-60 % при роторном приводе. Ранее мы отмечали, что главной характеристикой любого керноотборного устройства является коэффициент керноотбора (кернообразования)  $K_0$ , который должен быть равным не менее 0,40 [27] Лучшее из колонковых турбодолот КТД4С-172 имеет  $K_0=0,25$ , поэтому ясно было еще при проектировании, что это керноотборное устройство несовершенно.

- **Частый выход из строя КТД.** Например, межремонтный период КТД4С-172 составляет 30 часов. В объединении «Мегионнефтегаз-геология» в среднем расходовали 1,5 керноотборных устройства на одну скважину. Следует также отметить, что межремонтный период секционных турбобуров, используемых при сплошном бурении скважин, в 3-4 раза превосходит межремонтный период КТД, изготовленного на основе этого типа турбобуров.

В конце восьмидесятых годов КТД оказались невостребованными производством, поэтому в настоящей работе не описываются.

В настоящее время в стране производятся только керноотборные устройства для бурения ротором или с подвеской его на вал гидравлического забойного двигателя:

- Серии «Недра» для отбора керна в породах I и II категории трудности, то есть в неосложненных условиях. Это устройство керноотборные роторные типов УКР-122/52, УКР-138/69, УКР-164/80, УКР-203/100. Первая цифра шифра УКР обозначает диаметр скважины, вторая – диаметр керна в мм.

- Серии «Кембрий» для отбора керна в рыхлых, слабо сцементированных, размываемых буровым раствором, III категории пород по трудности отбора керна. Это УКР-172/100, УКР-127/67, УКР-122/67.

- Серии «Силур» применяется в интервалах горных пород, осложненных прихватами бурильных колонн. Эта серия керноотборных устройств включает УКР-114/52, УКР-146/80.

- Серии «Тенгиз», предназначенных для отбора керна в условиях наличия нефтегазоводопроявлений и поглощений буровых растворов. Представлена одним типом устройства УКР-185/100.

Схематическое устройство приведенных керноотборных устройств показано на рисунке 3.90.



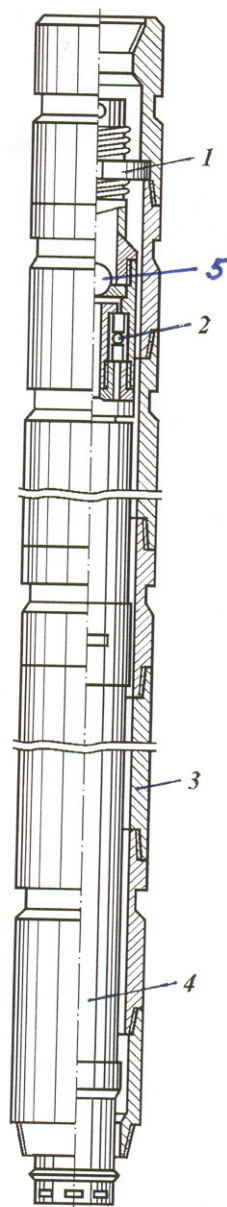


Рисунок 3.90 - Схематическое устройство кернаотборных устройств

Конструкция регулировочной головки 1 существенно отличает комплекс описанных кернаотборных устройств от известных ранее. Благодаря головке достигается регулирование зазора между башмаком кернарвателя и бурильной головкой без подъема кернаприемной трубы 4. Узел шарикоподшипника 2 позволяет предотвращать вращение кернаприемной трубы 4 с кернарвателем во вращающемся корпусе 3. Шаровой клапан 5 предотвращает размыв керна струей бурового раствора. Важным усовершенствованием устройства является применение съемного эжектора, монтируемого вместо шара 5, для создания в кернаотборном устройстве обратной промывки. Это конструктивное решение позволяет повысить вынос керна за

счет предотвращения заклинки керна в верхней части керноприемника скопившимся буровым шламом.

Базовой моделью всех описанных устройств является двухсекционное устройство, но «Недра», «Силур» используются также в односекционной и трехсекционной сборках, длиной 8, 16, 24 м и больше.

Что касается степени совершенства керноотборных устройств серий «Недра» и «Кембрий», то коэффициент керноотбора  $K_0$  соответственно равен: «Недра», «Силур» -  $K_0=0,37-0,38$ ; «Кембрий» -  $K_0=0,47-0,49$ .

Заметим, что коэффициент керноотбора  $K_0$  должен быть  $K_0>0,40$ , то есть в конструкции керноотборного устройства «Кембрий» это условие соблюдено.

Коэффициент керноприемка  $K_{\pi}$ , характеризующий отношений диаметра керна к расстоянию от керноприема до забоя скважины, который должен быть  $K_{\pi}>0,7$  у современных керноотборных устройств равен:

- керноотборные устройства «Недра», «Силур»  $K_{\pi}=0,5$
- керноотборное устройство «Кембрий»  $K_{\pi}=7,0-10,0$ .

В печати опубликованы материалы о разработке новых керноотборных устройств из серии «Недра», например УКР-172/80-100 «Лайнер» с пластиковым вкладышем, УКР-195/120 «Риф» для отбора керна из рыхлых, сыпучих, сильно трещиноватых пород.

Для отбора керна из интервалов трещиноватых пород, склонных к самозаклинке в керноприемной трубе, в ВНИИБТ разработано керноотборное устройство магазинного типа серии МАГ, приведенное на рисунке 3.91.

Устройство может быть использовано с приводом от ротора или с подвеской на вал ГЗД. Устройство серии МАГ включает бурильную головку 1, разрушающую горную породу кольцевым забоем, керноприемную трубу 4 с кернорвателем и керноломом 2, переводник 3 для фиксации керноприемной трубы 4. Частицы керна, изломанные керноломом, по керноприемной трубе 4, по изогнутой керноприемной трубе 5 частью потока бурового раствора поднимаются в магазин в корпусе 6. Кроме того, цифрой 7 обозначена юбка для изменения направления обратного потока, специальный переводник для обратной промывки 8. Над переводником 8 размещается утяжеленная бурильная труба 9 с отверстиями. Далее труба с опорной плитой 10 и узел обратной промывки 11.

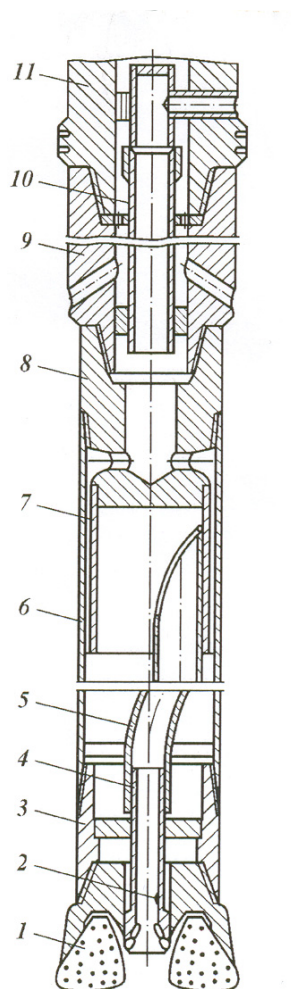


Рисунок 3.91 – Керноотборное устройство магазинного типа серии МАГ

Важным этапом создания новой техники отбора керна повышенной информативности является разработка керноотборных устройств с изоляцией керна при бурении с раствором на водной основе. Разработанные в 80-90-х годах прошлого столетия в ЗапСибБурНИПИ под руководством Хайруллина Б. Ю. керноприемники изолирующие, маслonaполненные серии КИ, примененные на скважинах Уренгойского, Песцового, Берегового, Колик-Еганского и Ван-Еганского месторождений позволили получить увеличение выноса керна в рыхлых, слабоцементированных породах с 15-30 % до 82,5 %.

На рисунке 3.92 приведено керноотборное устройство КИС.

Цифрой 1 обозначена пробка для изоляции внутренней полости керноприемника после его заполнения изолирующим агентом 3. Керноприемник 4 подвешен на шаровой опоре 2. В нижней части керноприемника размещены кернорватели рычажковый (6) и цанговый (7). Корпус 5 снабжен центраторами 10 для предотвращения его поперечных колебаний. Внизу корпуса размещена бурильная головка 8 и диафрагма 9 для изоляции внут-

ренной полости керноприемника от бурового раствора. После подъема керноотборного устройства на устье керн извлекается из керноприемника и размещается в пластиковых пеналах и ящике для хранения и транспорта в лабораторию (рисунок 3.92б).

Основные параметры КИС приведены в таблице 3.5.

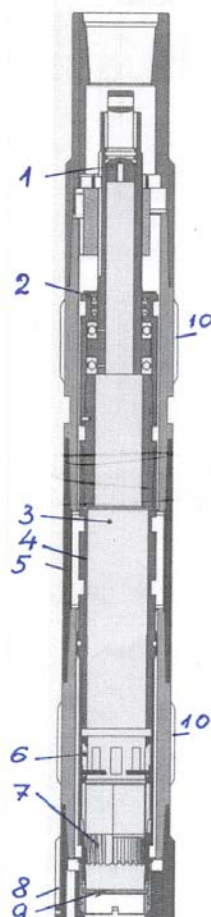


Рисунок 3.92а - Керноотборное устройство КИС



Рисунок 3.92б – Пластиковые пеналы

Таблица 3.5 - Основные параметры КИС

Характеристики	Обозначение снаряда							
	КИС – 114/ 67	КИС – 127/ 80	КИС – 172/100	КИС – 2 – 172/100	КИС – 195/100	КИС – 2 – 195/100	КИС – 168/100	КИС – 3 – 168/ 100
Диаметр скважины (бурго-ловки) минимальный, мм	120,0	139,7	187,3 212,7	187,3 212,7	212,7	212,7	212,7	212,7
Диаметр керна, мм	67	80	100	100	100	100	100	100
Диаметр корпуса, мм	114	127	172	172	195	195	168	168
Диаметр центраторов корпуса, мм	нет	138,1 <sub>0,4</sub>	185,7 <sub>0,5</sub> 211,1 <sub>0,5</sub>	185,7 <sub>0,5</sub> 211,1 <sub>0,5</sub>	211,1 <sub>0,5</sub>	211,1 <sub>0,5</sub>	211,1 <sub>0,5</sub>	211,1 <sub>0,5</sub>
Тип подвески	Маслонаполненная, герметичная, на подшипниках качения							
Способ бурения	Роторный и турбинный							
Масса, кг	250	300	800	1500	1000	1800	1000	1800

В работе [27] сообщается, что на основе КИС разработаны модификации кернаотборного устройства с включением в устройство кольматирующего переводника. Новым устройствам присвоены шифры КИК 172/80 и КИК 195/100.

### Устройство кернаприемное «Структура»

УКС-178/60-80 разработано для отбора керна из донных отложений на морских акваториях. Предусмотрено два варианта отбора керна:

- с помощью динамического гидродавливания в породе гидравлического поршневого породоотборника ГПП;
- роторным способом с кернаприемником диаметром 80 мм.

Первый вариант отбора представлен на рисунке 3.93 устройство состоит из бурильной головки 1 размером 219,7/80 мм, пробноотборной трубы 2 с пластиковым вкладышем для снижения сопротивления движению керна, корпуса 3, полированного штока 4, с соединенным с ним фиксатором 8, силового поршня 5, размещенного на верхней части пробноотборной трубы 7, фиксаторы 8, на котором подвешен весь механизм ГПП, и грибовидной головки 9 для последующего захвата шлипсом. ГПП в сборе сбрасывается в бурильную колонну, внизу которой уже размещен корпус устройства с бурильной головкой.

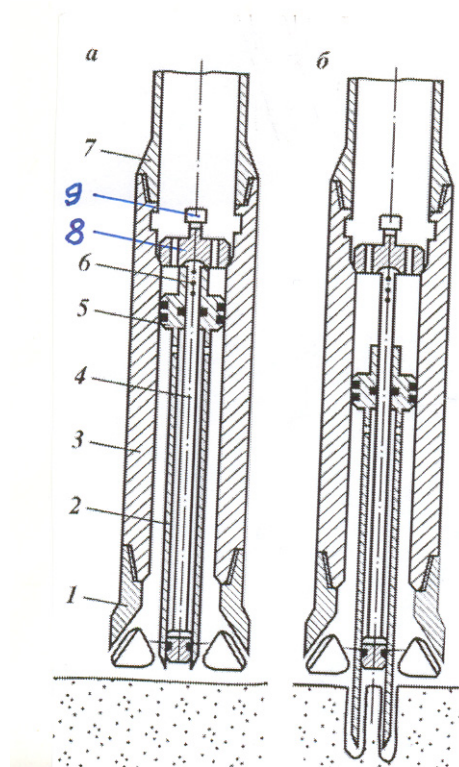


Рисунок 3.93 – Первый вариант отбора



При подаче насосами воды давление перед силовым поршнем возрастает и штифты, крепящие поршень к штоку, срезаются и поршень с прободоотборной трубой передвигается вниз, внедряясь в породу. Рейс завершается спуском ловителя с захватом за грибообразную головку 9.

Техническая характеристика УКС-178/60-80 приведены ниже:

- |  |               |
|--|---------------|
| • наружный диаметр корпуса, мм                 | 178           |
| • максимальный диаметр съемной грунтоноски, мм | 99            |
| • диаметр керна, мм                            | 57,88         |
| • длина керноприёмника, мм                     | не менее 2000 |
| • длина керноприемного устройства, мм          | не более 3800 |
| • рабочее давление под поршнем, МПа            | 2,0-10,0      |

### Кернорватели

Для отрыва керна от забоя и удержания его в несъемной трубе используются специальные устройства, называемые кернорвателями. Разработанные в ВНИИБТ [23, 24] кернорватели для керноотборных устройств Недра и Силур представлены на рисунке 3.94 а, б, в соответственно. На рисунке 3.94а изображена компоновка кернорвателей КЦР-7, на рисунке 3.94б КЦР-9 и на рисунке 3.94в кернорватель рычажковый Р-26.

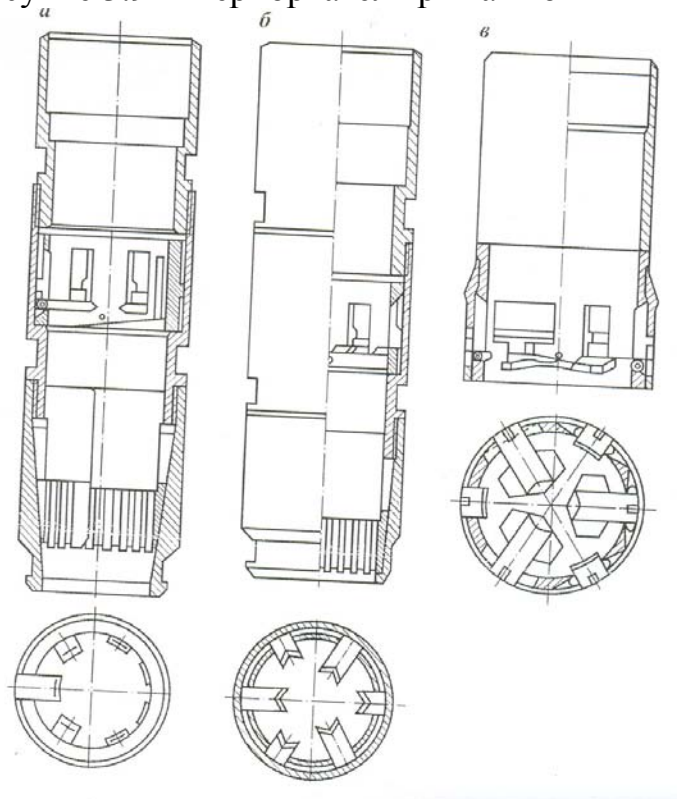


Рисунок 3.94 – Кернорватели

Компоновки КЦР-7 и КЦР-9 состоят обе из цангового и рычажкового кернорвателя, причем верхним устанавливается рычажковый.

Цанговый кернорватель предназначен для отбора керна в твердых, крепких и породах средней твердости. Конструктивно это пружинящее коническое кольцо, внутренние кромки (шлицы) которого наплавлены крупнозернистым твердым сплавом. Нижняя часть кольца снаружи выполнена в виде конуса. При выбуривании керна последний, проходя через цангу, поднимает ее вверх, перемещая в наиболее полную по диаметру часть башмака (корпус кернорвателя). При этом керн беспрепятственно проходит в керноприемник. При подъеме керноотборного устройства столбик керна, оставаясь на какой-то момент неподвижным, обхватывается цангой из-за поднимающегося вверх совместно с устройством башмака.

Следует отметить, что внутренний диаметр цангового кернорвателя по выступающим кромкам, захватывающим керн, должен быть на 1-2 мм меньше предполагаемого диаметра керна.

Рычажковые кернорватели применяются при отборе керна в мягких и средней твердости породах. Они состоят из обоймы, рычажков (кулачков), пружин, откидывающих рычажки в горизонтальные положения. Рычажковый кернорватель скорее всего выполняет роль кернодержателя при подъеме керноотборного устройства к устью. Заметим, что в качестве кернодержателей иногда используются резиновые элементы.

Компоновка КЦР-7 (рисунок 3.94а) имеет эксцентричную обойму. Рычажки выполнены разной длины. Компоновка КЦР-9 (рисунок 3.94б) снабжена кернорвателем Р-18П с тремя длинными и тремя короткими рычажками М – образной формы.

Кернорватель Р-26 (рисунок 3.94в) применяется при отборе керна керноотборным устройством «Кембрий». В кернорвателе три длинных и три коротких рычажка с клиновидной по сечению формой почти полностью перекрывающие керноприемную полость – и сохраняющие керн, представленный трещиноватыми, рыхлыми, размытыми буровым раствором породами.

В кернорвателях рычажкового вида любых типов, во время поступления керна рычажки керном отклоняются в окна корпуса кернорвателя.

Кроме вышеописанных известны лепестковый и пружинный кернодержатели. За рубежом их выпускают фирмы ДБС, TSK и др. Лепестковый состоит из тонких пластинок-лепестков, собранных в виде купола, в который входит керн, раздвигая лопасти. Пружинный представлен утолщенными пластинами, собранными также в виде купола. Число пластинчатых пружин обычно 5-6. В нашей стране лепестковые кернодержатели выпускаются штучно в мастерских по заказам буровых мастеров. Отметим также то, что за рубежом выпускаются цанговые кернорватели, у которых цанга имеет не одну, а 10-12 сравнительно небольших по ширине прорезей. Ра-

нее подобная цанга использовалась в двойном колонковом наборе «Уфимец».

#### 3.7.4 Зарубежные керноотборные устройства

За рубежом широко применяют эффективные устройства фирм «Нортон кристенсен», «ДБС», «Диамма Борт». Например, в мировой практике широко известно керноотборное устройство с наемным керноприемником серии 250П (рисунок 3.95), с помощью которого успешно отбирали керн на ряде нефтяных месторождений в России.

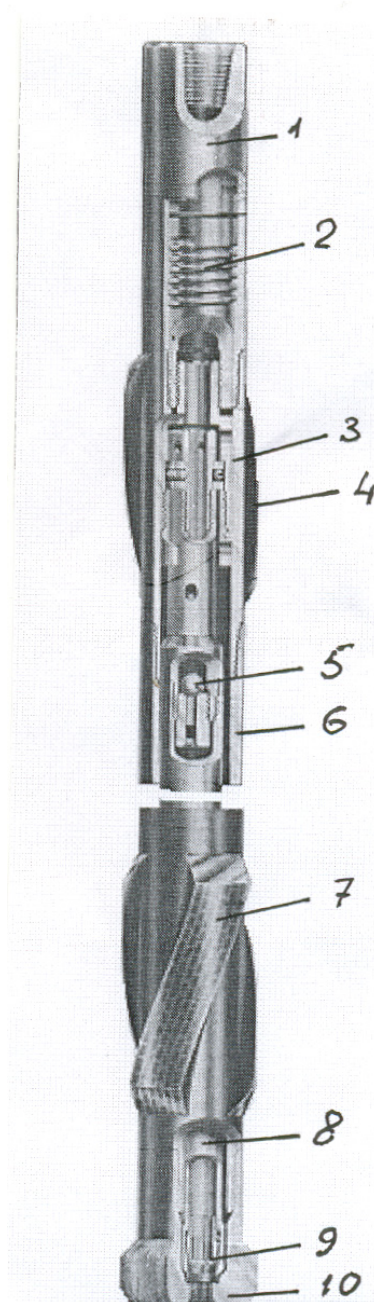


Рисунок 3.95 – Керноотборное устройство с наемным керноприемником серии 250П

Устройство состоит из предохранительного переводника 1 с крупной ленточной резьбой 2 для отсоединения в случае прихвата корпуса 6. Кернаприемник 8, имеющий шариковый обратный клапан 5, подвешен на шаровой опоре 3.

Корпус имеет два стабилизатора 4 и 7. Нижняя часть имеет кернорватель 9. Разрушение породы производится бурильной головкой 10.

Как видно из рисунка керноотборное устройство 250П близко по конструкции к устройству серии «Недра». Сообщается, что после некоторой модернизации с помощью 250П возможен отбор ориентированного керна.

Фирма «Нортон Кристенсен» выпускает также керноотборное устройство серии 300 со съемным керноприемником (рисунок 3.96). Устройство включает грибообразную головку 1 для захвата и подъема керноприемника 5. Керноприемник подвешен в корпусе 4 на шаровой подвеске 2. Верхняя часть керноотборника снабжена дренажным шаровым клапаном 3. В устройстве имеется так же кернорватель 6 и бурильная головка 7.

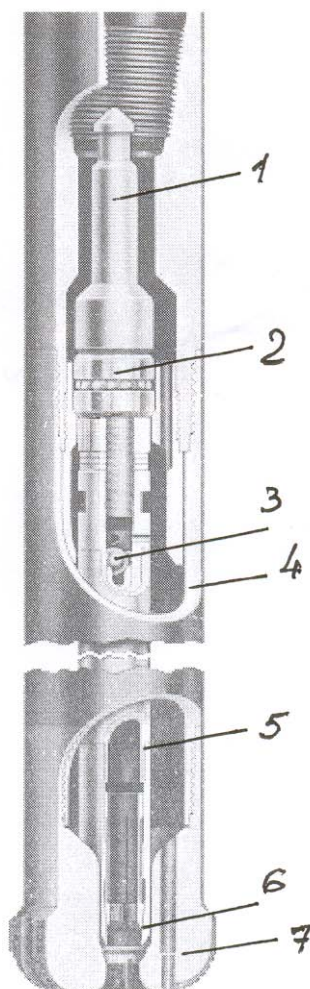


Рисунок 3.96 – Керноотборное устройство серии 300 со съемным керноприемником

Фирмой ДБС, разработано керноотборное устройство для отбора керна из высокопористых нефтенасыщенных пород (рисунок 3.97). Специалисты фирмы считают, что без изоляции керна, при доступе к нему бурового раствора на водной основе, а также при извлечении керна из керноприемной трубы, в воздух испаряется до 50 % нефти, содержащийся в порах керна. А это приводит к тому, что в геологических материалах появляется неверная информация о продуктивности изучаемого нефтеносного пласта.

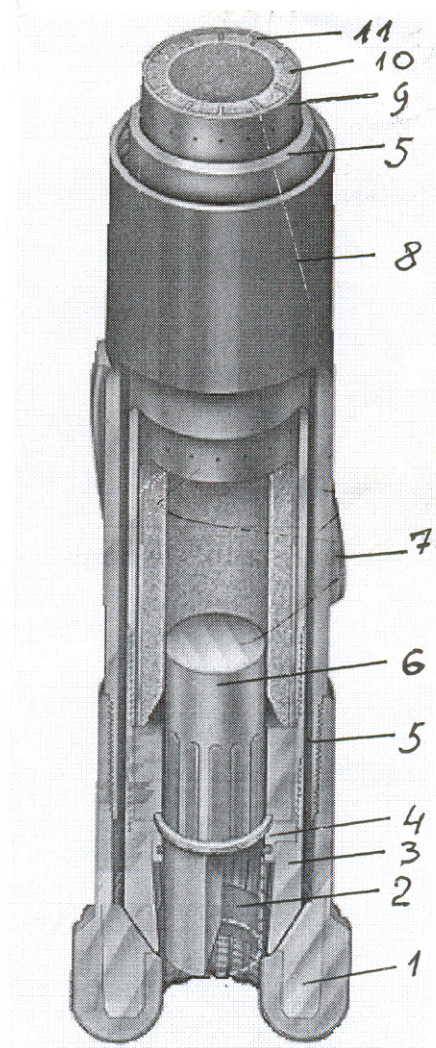


Рисунок 3.97 – Керноотборное устройство для отбора керна из высокопористых нефтенасыщенных пород

Устройство включает бурильную головку 1, керноприемник 2, вспомогательный керноприемник 3, гнездо плунжера 4, колонковая труба 5, плунжер 6, стабилизатор 7, корпус 8, алюминиевая втулка 9, губчатый пористый материал 10, фиксаторы 11.



Во время рейса с отбором керна происходит отток из керна нефти и воды в губчатый пористый материал 10, находящийся в алюминиевой втулке 9. При подъеме керноотборного устройства, с забоя до устья, происходит падение давления от пластового до атмосферного, при этом газ, находящийся в образце породы, увеличивается в объеме, стремясь вытолкнуть нефть и воду в губчатый материал.

Устройство помогает уловить ценные фазы насыщения нефти и воды, которые безвозвратно теряются при отборе керна обычными керноотборными устройствами.

За рубежом разработан и широко применяется ряд таких керноотборных устройств, как:

- Для отбора керна в рыхлых пористых перемятых породах устройство со складывающимся керноприемником в виде эластичного резинового рукава (фирма «Нортон Кристенсен»);
- Устройство для отбора керна в морских скважинах, близкое по конструкции к описанному нами устройству 250П. Оно имеет керноприемник, изолированный от бурового раствора. Отличается от устройства 25П более высокой прочностью всех узлов (фирма «Нортон Кристенсен»);
- Для отбора керна из сложнопостроенных залежей применяется устройство с ориентированным отбором керна (фирма ДБС).

Следует отметить то, что отечественные системы для ориентированного отбора керна эффективно применяются при бурении колонковых скважин на рудных месторождениях. Накоплен большой опыт отработки этих систем, не востребованной нефтяной и газовой отраслями нашей страны.

Кроме описанных нами устройств за рубежом широко применяются керноприемники из различных материалов, имеющих низкий коэффициент трения, что важно при продвижении керна в колонковой трубе. Прежде всего это керноприемники из стеклопластика, фибергласа, алюминия, специальных пластмасс. В некоторых случаях в стальном керноприемнике помещают вкладыш одного из вышеперечисленных материалов.

### **3.7.5 Бурильные головки**

В настоящее время в связи с отказом производителей от турбинных керноотборных устройств выпускаются только бурильные головки к устройствам без съемного керноприемника серии К. Из шарошечных находят применение бурголовки типа МСЗ, СЗ, СТТКЗ, изготовленные ОАО «Уралбурмаш». Выпускаются в ограниченном масштабе бурголовки лопастные, алмазные, типа ИНМ (ИСМ). Широкое применение нашли алмазно-твердосплавные бурильные головки. Бурильные головки серии К типа М состоят из остова корпуса 2 с присоединительной резьбой 1. Последняя модификация (рисунок 3.98) бурголовки включает три ступенчатые лопасти с тангенциальным размещением относительно остова. По-



верхности лопастей оснащены твердосплавными резцами ВК-3. Промывочные каналы (их девять в модификации на рисунке 3.98а) отведены от керноприемного отверстия. В модификации, представленной на рисунок 3.98 шесть промывочных отверстий, а лопасти размещены радиально относительно остова. Бурильные головки типа М осуществляют режущее воздействие при разрушении мягких малоабразивных пород.

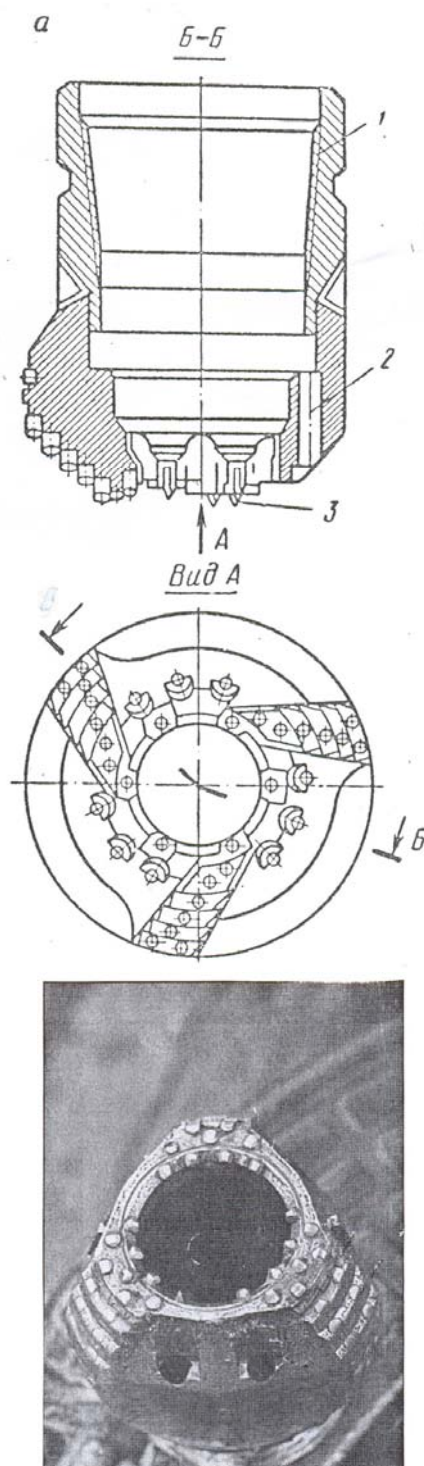


Рисунок 3.98 – Бурильные головки типа М

Бурильные головки серии К типа МСЗ (рисунок 3.99) относятся по способу разрушения к инструментам режущего действия. Они состоят из корпуса 1 с присоединительной резьбой. Бурильные головки МЗС диаметром 187,3 мм и больше имеют восемь шарошек, а диаметром 158,7/67 и менее – четыре. На рисунке изображена бурголовка К187,3/80 МЗС. Здесь каждая пара шарошек размещается на оси, закрепленная винтом 4. одна из шарошек является скважинообразующей – 3, вторая кернаобразующей – 2. Четыре оси размещены в корпусе горизонтально по касательной относительно кернаприемного отверстия в головке. Шарошки имеют твердосплавные клиновидной формы зубки 5, которыми разрушается горные породы по всей площади кольца. Шарошки имеют также вспомогательные зубки 6 для калибровки стенки скважины и керна. Оригинальность этой буровой головки в том, что в процессе бурения шарошки вращаются и происходит непрерывный процесс смены зубков. Это достигается благодаря тому, что режущие кромки зубков расположены под углом  $45^{\circ}$  к образующей боковой поверхности шарошек, а направление зубков на скважинообразующих и кернаобразующих шарошках противоположное.

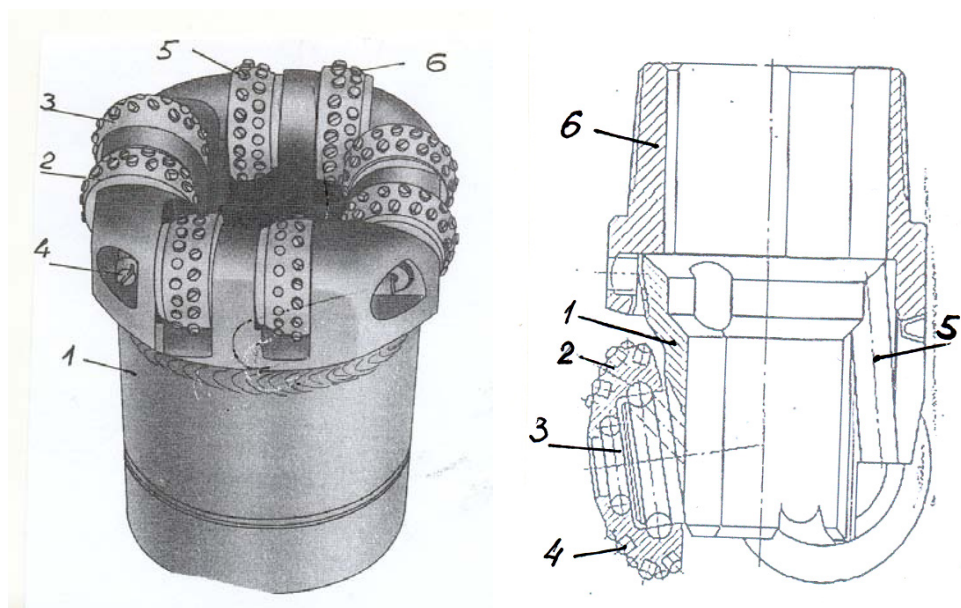


Рисунок 3.99 - Бурильные головки серии К типа МСЗ

Бурильные головки типа МСЗ предназначены для отбора керна в мягких, с пропластками средней твердости малоабразивных пород.

Промывка забоя производится через девять каналов, проходящих вблизи от кернаприемного отверстия корпуса. Важным преимуществом буровой головки является возможность просто и быстро заменить на буровой изношенные шарошки на новые.

Бурильные головки серии К типа СЗ применяются для отбора керна в породах средней твердости мало- и среднеабразивных. В работе [23] её относят к инструментам режуще-дробящим с преобладанием резания.

Как видно, бурильная головка состоит из корпуса 1 и приваренного к нему ниппеля с присоединительной резьбой 6 на трех цапфах, направленных наружу, размещены полукруглые шарошки 2 с радиусом, равным половине диаметра бурголовки. Опора шарошки состоит из двух шарикоподшипников, в том числе один радиально упорный, и трех подшипников скольжения, два из которых радиальные и один упорный (рисунок 3.100).

Для разрушения горных пород используются твердосплавные резцы клиновидной формы, причем режущая грань клина ориентирована по радиусу шарошек.

На рисунке 3.101 показан общий вид двух модификаций бурильной головки типа СЗ. На рисунке 3.101а показана модификация, у которой периферийные венцы выполнены с фрезерованными крупными зубьями. Промывочная жидкость проходит к забою через каналы корпуса в промежутках между шарошками. На второй модификации промывочные каналы размещены над шарошками с направлением промывочной жидкости к забою по касательной к шарошкам. Последние имеют также пазы на поверхности шарошек, по которым промывка проходит к забою.

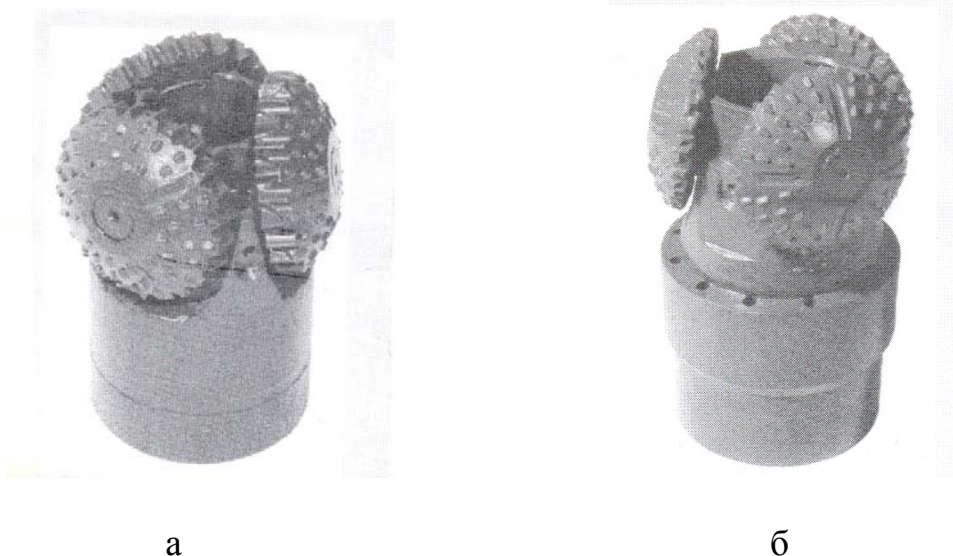


Рисунок 3.101 - Общий вид двух модификаций бурильной головки типа СЗ

Следует также отметить, что бурильные головки типа СЗ диаметром 212,7 мм и более имеют отрицательные смещения осей шарошек, что увеличивает скалывающий эффект в процессе разрушения горной породы при отборе керна. Бурильные головки типа СЗ широко применялись при отборе керна в разведочных скважинах «Главтюменьгеологии» и концерна «Тю-



меньгеология». Около 50 % из общего метража, пройденного с отбором керна, приходится на бурильные головки типа СЗ (ранее 6-8К.)

Бурильные головки серии К типа ТКЗ применяются при отборе керна в твердых с пропластками крепких абразивных пород. Устройство бурильной головки приведено на рис. 3.102 а и б.

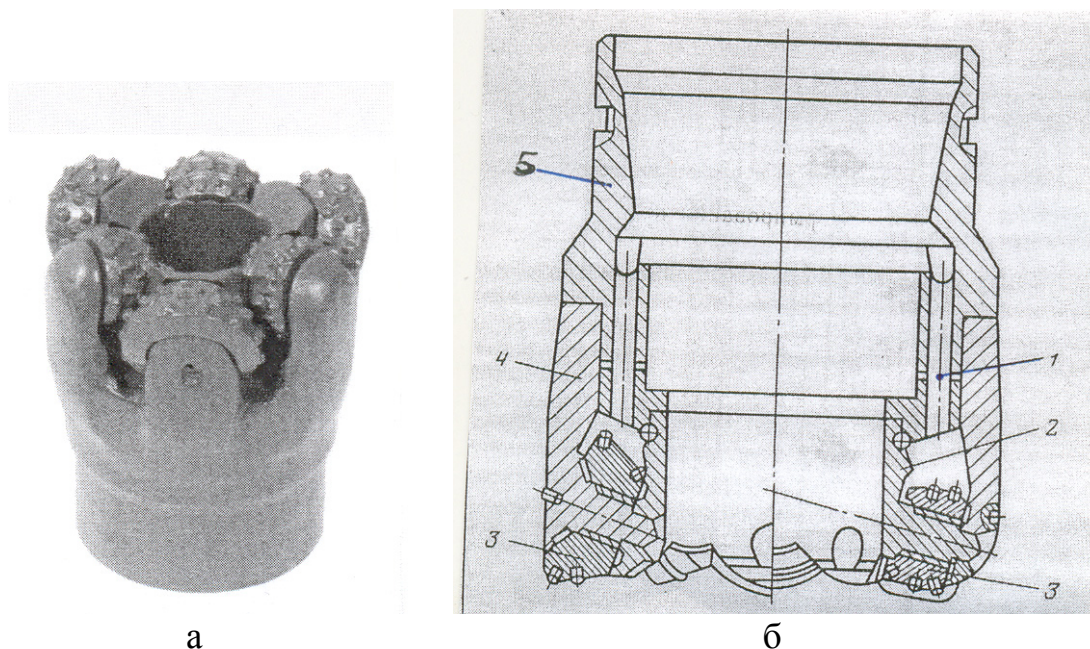


Рисунок 3.102 – Бурильные головки серии К типа ТКЗ

Видно, что бурильная головка состоит из корпуса (наружная секция 4 и внутренняя 2) и присоединительной муфты 5. Промывка забоя осуществляется буровым раствором, который проходит через отверстия 1 между шарошками.

Разрушение забоя осуществляется слабоконическими шарошками с твердосплавным вооружением. Бурильные головки диаметром 187,3 и 212,7 выпускаются серийно в шестишарошечном исполнении. Бурильные головки меньших размеров выпускают опытными партиями с пятью шарошками. Внутренняя секция корпуса 2 имеет три цапфы и шарошки 3 выбуривающие керн, и три шарошки на цапфах наружной секции 4, разрушающие периферийную часть забоя. Опоры скважинообразующих шарошек имеют один радиальный и два осевых подшипника скольжения.

Необходимо отметить, что поверхности цапф наплавлены твердым сплавом, что помогает, по мнению авторов разработки, самоустановке наружных шарошек по мере износа опор и сохраняет постоянным наружный диаметр бурильной головки.

В лаборатории керноотборного инструмента и технических средств для бурения скважин ВНИИБТ предпринимались неоднократные усилия

по модернизации бурильных головок типа ТКЗ. Например, на базе бурго-  
ловок с диаметром керна 100 мм разрабатывалась бурголовка с комбини-  
рованным вооружением (вариант ТКЗ-5), разработка бурголовки ТКЗ с  
маслонаполненной герметизированной опорой, причем промысловые ис-  
пытания новых устройств были успешными. Но в послеперестроечные го-  
ды работы не были продолжены.

В геологоразведочных экспедициях Главтюменьгеологии накоплен  
значительный опыт бурения с отбором керна. Общий объем бурения до 37  
тыс. метров в год. Расход бурильных головок более 3,5 тысяч. Основной  
объем бурения с отбором керна выполнен шарошечными бурголовками  
К189, 3/80 СЗ и к 212,7/80 СЗ. Менее 10 % метража с отбором керна про-  
бурен бурголовками М, МСЗ, ТЗ, ТКЗ. Из алмазных наибольший объем  
пройден бурильными головками КСС 188,9/100 МС-1 с керноотборным  
устройством «Кембрий» СКУ-172/100. Испытания проводились в Прав-  
динской, Краснотенинской и Восточно-Мегионской НГРЭ на Тепловской,  
Мало-Балыкской, Крючковской, Пальяновской, Ем-Еговской, Ван-  
Еганской, Тагринской площадях. Основные результаты сравнительных ис-  
пытаний приведены в таблице 3.6 [29].

Видно, что проходка на алмазную бурильную головку в 15 раз боль-  
ше проходки на шарошечную головку. Механическая скорость бурения  
выше на 11 %, а вынос керна алмазными бурголовками на 14,6 % больше  
этого показателя, достигнутого с помощью шарошечных бурголовок типа  
СЗ.

Алмазные бурильные головки выпускаются в нашей стране в огра-  
ниченном ассортименте. Это, прежде всего, КСС (рисунок 3.103а), предна-  
значенная для разбуривания пород средней твердости с прослоями твер-  
дых средне абразивных пород. Устройство обычное: стальной корпус,  
твердосплавная матрица и алмазы, размещенные на шести секторах. Тор-  
цевая поверхность их оснащена поликристаллическими синтетическими  
термостойкими алмазами ПСТА в виде упавшей трехгранной призмы, а  
калибрующая поверхность - синтетическими алмазами СВС-П. На корпусе  
имеется шесть промывочных каналов. На рисунке 3.103б приведен рису-  
нок трёх, сходных по внешнему виду, бурильных головок. Это бурильная  
головка типа КИ, что означает, что она предназначена для отбора керна (К  
– колонковая, И – импрегнированная). Три спаренных сектора ступенчатой  
формы вооружены природными алмазами, которые размещены с малой  
степенью упорядоченности в твердосплавном слое матрицы толщиной 6,5  
мм.

Внешняя бурильная головка КТСИ не отличается от КИ. Различия в  
том, что КТСИ армирована импрегнированными синтетическими, а не  
природными алмазами.

Таблица 3.6 - Основные результаты сравнительных испытаний

Бурильная головка	Интервал, м	Проходка, м	Проходка на б/г, шт.	Количество б/г, шт.	Проходка на рейс, м	Механическая скорость, м/ч	Вынос керна, %
КСС 188,9/100 МС-1	899-3350	549	157	5	7,03	1,23	83,2
К 187,3/80 СЗ	2203- 3570	419	10,3	65	6,45	1,06	67,6



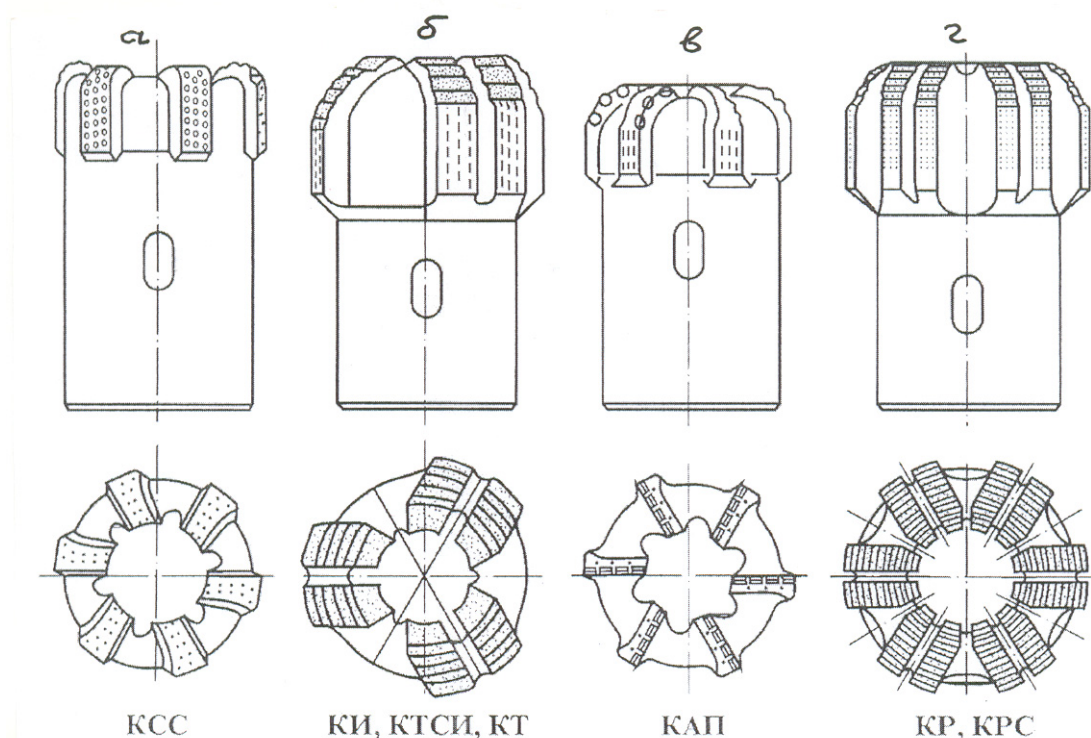


Рисунок 3.103 – Алмазные бурильные головки

Бурильная головка типа КТ отличается от вышеописанных также вооружением. В этом случае ступенчатая поверхность торцевой поверхности вооружена природными алмазами, размещены однослойно.

Бурильная головка типа КАП (рисунок 3.103в) является первой отечественной конструкцией бурильной головки, вооруженной алмазно-твердосплавными пластинами (АТП) и алмазно-твердосплавными резцами (АТР).

Бурильная головка типа КР (рисунок 3.102г) отличается радиальным способом размещения промывочных каналов. Предназначена для бурения с отбором керна в породах средней твердости и твердых мало- и среднеабразивных. Вооружение бурголовки однослойное с природными алмазами.

Шесть спаренных секторов имеют ступенчатую (волнистую) поверхность с концентрическими выступами, на которых размещены алмазы. Выступы на соседних секторах смещены относительно друг друга для полного перекрытия забоя алмазами. В работе [23] отмечается, что твердосплавная матрица бурильной головки КР имеет высокую твердость и износостойкость, что позволяет ее применять в твердых среднеабразивных породах. Разновидность головки КРС в том, что она оснащена не природными, а синтетическими поликристаллическими алмазами.

Испытания первой в истории нашей страны алмазно-твердосплавной бурильной головки КАП 214,3/80 МС, разработанной в лаборатории алмазного бурового инструмента ВНИИБТ, проводили в Правдинской НГРЭ производственно-геологического объединения «Хантымансийскнефтегаз-геология». Бурильная головка состоит из стального корпуса с присоединительной резьбой, шести матричных секторов закругленной формы (рисунок 3.103в и рисунок 3.104). Алмазно-твердосплавные резцы диаметром 13,5 мм закреплены на рабочей поверхности пайкой. Калибрующие поверхности армированы синтетическими алмазами СВС-П и твердосплавными пластинами.

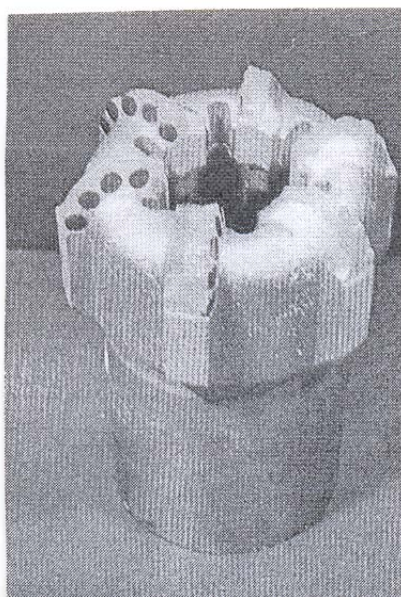


Рисунок 3.104 - Бурильная головка из стального корпуса с присоединительной резьбой

Испытания проводились на Приобской площади на скважинах 271, 254, 400, 429 в интервале 2289,5-2745,1 м в породах готерив-баррема и валанжина, представленных переслаиванием плотных аргиллитов и песчаников с алевролитами. Породы относятся по твердости к средним с пропластками твердых [29].

Для отбора керна использовалось керноотборное устройство серии «Недра» КД11М190/80 в двухсекционном исполнении. Одновременно с испытанием бурголовки типа КАП проводился отбор керна с применением серийной алмазной бурголовки КТСИ 188,9/80 СЗ. Результаты сравнительных испытаний указаны в таблице 3.7, в которой приведены также средние показатели лучших из применяемых шарошечных бур головок типа СЗ и ТКЗ.

Таблица 3.7 - Результаты сравнительных испытаний

Тип бу- рильной головки	Интервал бурения, м	Число рейсов	Проход- ка, м		Механическая скорость, м/ч	Вынос керна, %
			на рейс	на б/г		
К 187,3/80 СЗ К 187,3/80 ТКЗ	Серийные шарошечные бурголовки					
	2000-2700		1 0,4	1 0,4	0,69	80,3
	2000-2700		9 ,9	9 ,9	0,91	76,2
	Серийная алмазная бурголовка					
КТСИ 188,9/80 СЗ	2387-2470	6	5 ,8	3 5,0	0,45	75,8
	Алмазно-твердосплавная бурголовка					
КАП 214,3/80 МС	2289-2745	26	1 2,7	3 29,3	1,82	88,2

Как видно из таблицы, показатели по алмазно-твердосплавной головке превышают показатели шарошечных и алмазных бурголовок:

- По выносу керна на 7,9-12,4 %;
- По механической скорости в 2 – 4 раза;
- По проходке на бурголовку в 9-33 раза.

Итоговые цифры испытаний убедительно свидетельствуют о большом преимуществе алмазно-твердосплавных бурголовок перед серийными алмазными и шарошечными. Широкое применение бурголовок с АТП позволяет на 10-15 % уменьшить время строительства разведочных скважин и существенно сократить эксплуатационные затраты на 1 метр бурения с отбором керна [29].

Настоящая революция в вопросе применения алмазно-твердосплавных бурильных головок произошла на границе 19-20 веков благодаря совместным усилиям специалистов ОАО «Сургутнефтегаз» и Научно-Производственного предприятия НПП «Буринтех» (г. Уфа).

Разработанные в НПП алмазно-твердосплавные бурголовки типа БИТ стали почти единственным инструментом для бурения с отбором керна в разведочных и поисковых скважинах сургутян. Исключением из этого правила стало подсечение продуктивных пластов, сложенных твердыми с пропластками крепких абразивных пород. Например, в 2005 г. на одной из разведочных скважин на Рогожниковской площади при отборе керна в нефтенасыщенных вулканогенно-осадочных породах была вместо алмазно-твердосплавных применена шарошечная бурголовка типа ТКЗ и вынос керна уменьшился 85-95 % до 33 %. Это объясняется тем, что бурголовка ТКЗ имеет самый высокий коэффициент динамичности среди шарошечных бурголовок, а с алмазно-твердосплавными сравнения и не требуются.

Для бурения с отбором керна в мягких с пропластками средней твердости породах применяются бурильные головки типа МС (рисунок 3.105). Увеличения выноса керна обеспечено плавным резанием породы алмазно-твердосплавными пластинами. Изображенная на рисунке бурголовка БИТ-140/67 МС имеет наружный диаметр 140 мм и диаметр керна 67 мм.



Рисунок 3.105 - Бурильные головки типа МС

Вооружения бурголови пятнадцать АТП диаметром 13,5 мм. Шесть промывочных каналов диаметром 12 мм отведены от керноприемного отверстия для предотвращения размыва керна. Рекомендуемый режим бурения:

- Частота вращения – 60 – 120 об/мин;
- Расход бурового раствора – 10 – 12 л/с;
- Осевая нагрузка – 2 – 3 т.

Широкое применение нашли для бурения отбором керна в малоабразивных породах средней твердости бурильные головки типа С. На рисунке 3.106 приведена бурильная головка БИТ – 212/80С с наружным диаметром 212 мм и диаметром отбираемого керна 80 мм. Вооружение головки 44 АТП диаметром 13,5 мм. Промывка осуществляется через 8 промывочных каналов диаметром 15 мм.

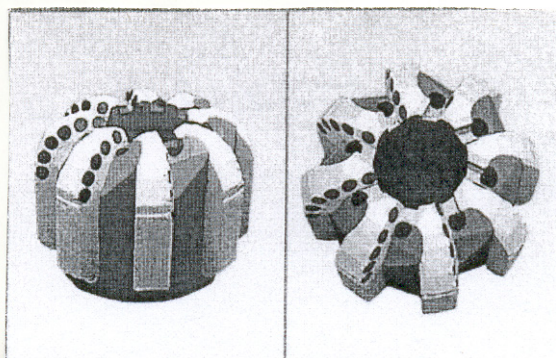


Рисунок 3.106 - Бурильная головка БИТ – 212/80С

Рекомендуемый режим бурения:

- частота вращения – 60 – 120 об/мин;
- расход бурового раствора – 18 – 25 л/с;
- осевая нагрузка – 2-7 т.

Из всех применяемых в Приобье бурильных головок лучшие результаты получены с помощью бурголовок типа С2 (рисунок 3.107). Они предназначены для отбора керна в породах средней твердости перемежающихся пропластками твердых пород. Из этой группы бурголовок чаще других применялась бурголовка БИТ-212/100 С2. Она имеет следующую характеристику:

- Наружный диаметр – 212 мм;
- Диаметр отбираемого керна – 100 мм;
- Число резцов АТП – 38 шт;
- Количество промывочных отверстий – 8;
- Диаметр отверстий – 16 мм;

Рекомендуемый режим бурения:

- Частота вращения – 60 – 120 об/мин;



- Расход бурового раствора – 18 – 25 л/с;
- Осевая нагрузка – 2 – 7 т.

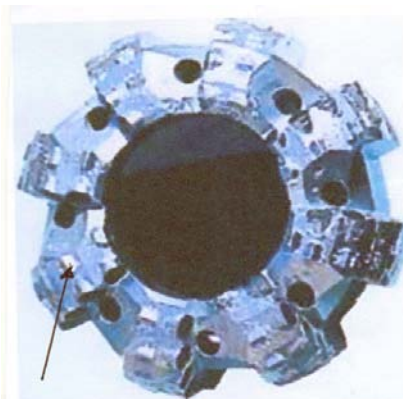


Рисунок 3.107 - Бурголовки типа С2

Главное конструкционное отличие: бурголовка типа С2 от С в том, что первая оснащена дополнительными вставками с импрегнированными алмазами (на рисунке показаны стрелками).

Это позволяет увеличить стойкость инструмента. Проведенными промышленными испытаниями 37 буровых головок установлен:

- Средняя проходка на бурголовку составляет 99,4 м, то есть почти в 10 раз больше, чем у шарошечных;
- Стойкость бурголовки типа С2 в 5,4 раза превосходит стойкость головок ТКЗ;
- Механическая скорость у С2 почти вдвое выше скорости ТКЗ;
- Вынос керна вырос с 59 до 87,2 %.

### 3.7.6 Зарубежные буровые головки

За рубежом шарошечные буровые головки к началу 21 века имеют ограниченное применение. Например, компания «Секьюрити» предлагает шестишарошечную бурголовку, внешне схожую с российской бурголовкой ТКЗ, фирма «Диам Борт» буровую головку, по внешнему виду напоминающую отечественную головку типа СТ. Японская фирма TSK выпускает лопастную типа М, а также шестишарошечные головки, подобные ТКЗ. Производством буровых головок алмазного и алмазотвердосплавного типов занимается сравнительно небольшое число компаний. Лидирующие позиции занимают ДБС (Корпорация «Бароид»), «Кристенсен» (компания «Бейкер Хьюз»), «Диам Борт», «Кристалл Профор», «Рид-Хейкалог», «Хьюз Кристенсен» (компания «Бейкер Хьюз»), Секьюрити (корпорация «Дрессер») – и другие.

Любая из перечисленных компаний производит головки для любого типа пород по твердости и абразивности. Заметим, что в России все три организации, выпускающие инструмент для отбора керна (это НПП «Буринтех» г. Уфа, ОАО «Волгабурмаш», г. Самара, СП «Удол», г. Саранск) про-



изводят алмазно-твердосплавные бурильные головки для бурения мягких, мягких с пропластками средних, средней твердости и средней с пропластками твердых малоабразивных пород.

Исходя из этого в этом разделе выделим компании, выпускающие бурильные головки для отбора керна в твердых, крепких, очень крепких абразивных породах. Анализ конструкций бурголовок выше перечисленных зарубежных компаний позволил выделить их конструкционные особенности, позволяющие вести отработку керноотборного инструмента в абразивных породах. Заметим, что при отборе керна в абразивных породах Т, ТК, К и ОК расход энергии для разрушения пород существенно увеличивается и в той же степени увеличивается объем тепла, влияющего на стойкость резцов.

Заметим, что для сохранения стойкости инструмента в условиях повышенных температур вооружение зарубежных бурильных головок выполняется в виде:

- из мелких природных алмазов;
- с применением импрегнированных природных алмазов;
- из термостойких самозатачивающихся поликристаллических резцов типов Балласет и Трипакс;
- с использованием термостойких поликристаллических алмазных резцов мозаичного типа.

Необходимо также отметить, что все такие бурголовки изготавливаются с твердосплавной противоэрозионной матрицей.

Из бурильных головок, оснащенных алмазами, необходимо отметить головку С 23 серии С фирмы «Нортон Кристенсен» (рисунок 3.108). Она предназначена для отбора керна в твердых плотных породах средней абразивности. Рабочая поверхность выполнена тороидальной с выступами 1 V-образной формы. Радиально-продольные каналы 2 разделяют уступы друг от друга. Поверхность матрицы волнообразная (мелкоступенчатая). Калибрующая поверхность матрицы оснащена также природными алмазами.

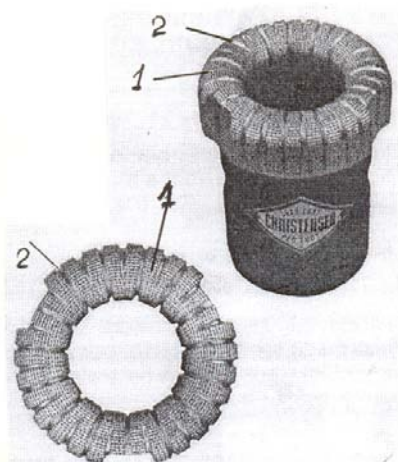


Рисунок 3.108 – Бурильная головка С 23 серии С

Из бурильных головок серии С необходимо также отметить головку типа С 201, применяемую для отбора керна в средней твердости и твердых, средней абразивности породах.

Фирма «Нортон Кристенсен» выпускает также бурильные головки серии SC, изготовленные на основе термостойких самозатачивающихся режущих элементов Балласет и поликристаллических синтетических алмазов.

На рисунке 3.109 изображена бурголовка SC 226, применяемая для бурения с отбором керна в средней твердости с пропластками твердых и твердых среднеабразивных породах. Отличается биконическим профилем и узкими V-образными выступами, на которых в один ряд размещены режущие элементы в виде лежащей трехгранной призмы. Выступы 1 разделены радиально-продольными каналами 2, калибрующие и кернообразующие поверхности армированные природными алмазами 3. Режущие элементы показаны цифрой 4. Для улучшения промывки на калибрующей поверхности сделаны три отвода 5.

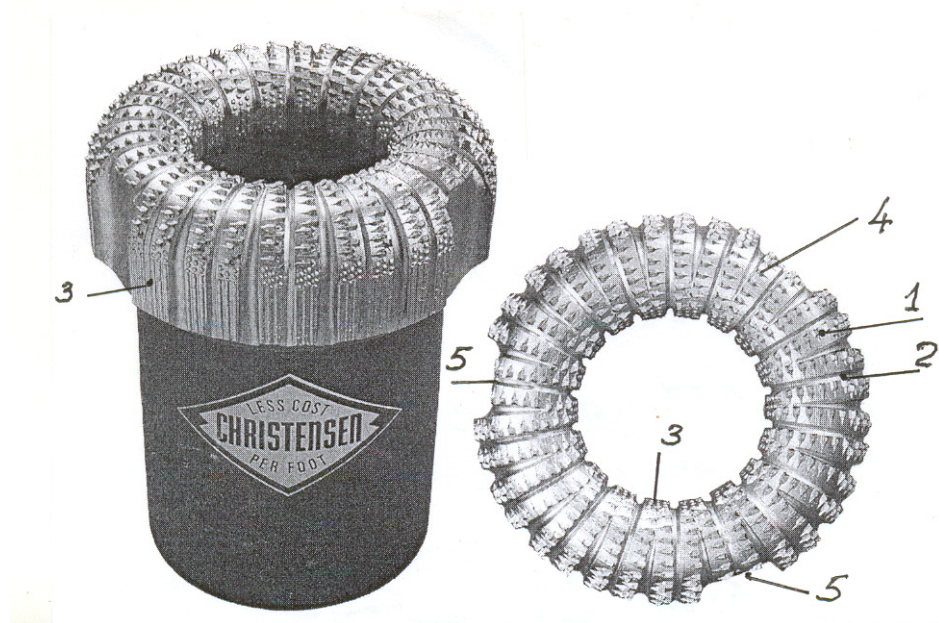


Рисунок 3.109 – Бурголовка SC 226

Кроме того, в серии SC необходимо отметить бурголовку SC 279, предназначенную для отбора керна в твердых, очень твердых, крепких и очень в крепких весьма абразивных породах (рисунок 3.110). Конструкция головки существенно отличается от других бурголовок данной серии. Торевидный торец вооружен синтетическими резцами-сегментами 1, которые насыщены тонкозернистыми импрегнированными алмазами. Как и у бурильной головки SC 226 кернообразующая и калибрующая поверхности армированы природными алмазами. Буровой раствор осуществляет промывку по каналам 2.



Рисунок 3.110 – Бурголовка SC 279

В серии ZC бурильных головок фирмы «Нортон Кристенсен» применен комбинированный способ вооружения резцами РДС и мозаичными резцами (рисунок 3.111).

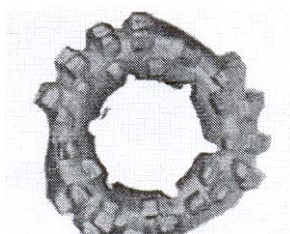
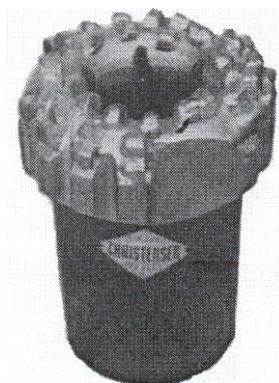
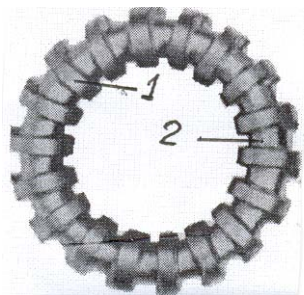


Рисунок 3.111 - Резцы РДС и мозаичные

Применяются бурголовки этой серии в мягких, средней твердости, твердых абразивных породах. На рисунке представлена бурильная головка ZC 476. как и бурильные головки серий С, SC эта бурголовка защищена в калибрующей и кернообразующей поверхностях природными алмазами.

В широком диапазоне выпускают бурильные головки французская фирма «Кристалл Профор». В серии С производится бурголовка С 600 (рисунок 3.112), предназначенная для отбора керна в твердых и очень твердых весьма абразивных породах, в том числе известняках, кварцитах. Бурголовка с твердосплавной матрицей в рабочий слой которой импрегнированы природные и синтетические алмазы. В этой серии необходимо отметить бурголовки С 400, С 500, применяемые для бурения с отбором керна соответственно в средней твердости абразивных и твердых абразивных породах. Бурголовки армированы природными алмазами зернистостью 1/6-1/10 карат на камень.

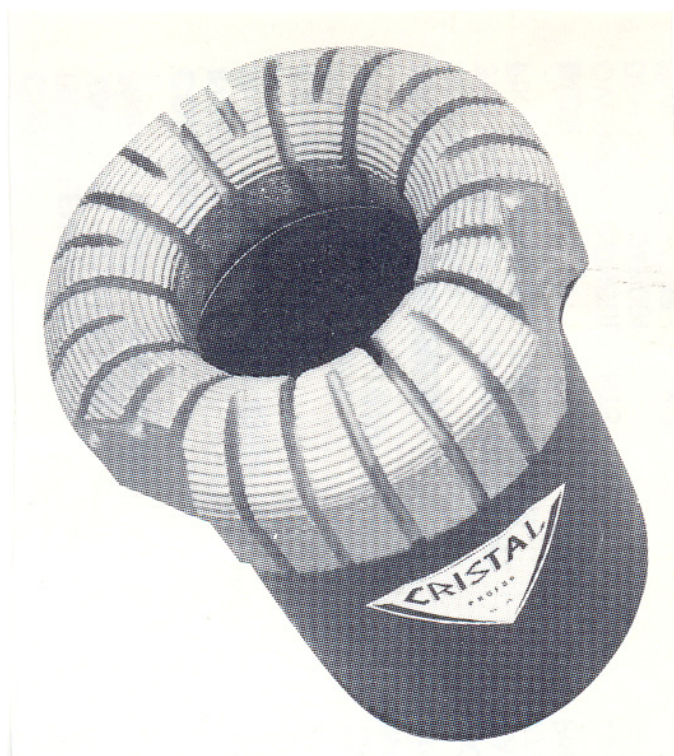


Рисунок 3.112 – Бурголовка С 600

Среди широкого диапазона бурголовок фирмы ДБС выделяются головки серии СВ и СТ, например бурголовка СВ 601 imp (рисунок 3.113). она предназначена для использования в очень твердых и крепких сильно-абразивных породах. Округлые выступы, разделенные широкими промывочными каналами, армированы импрегнированными природными тонко-зернистыми алмазами зернистостью 250 шт/карат.



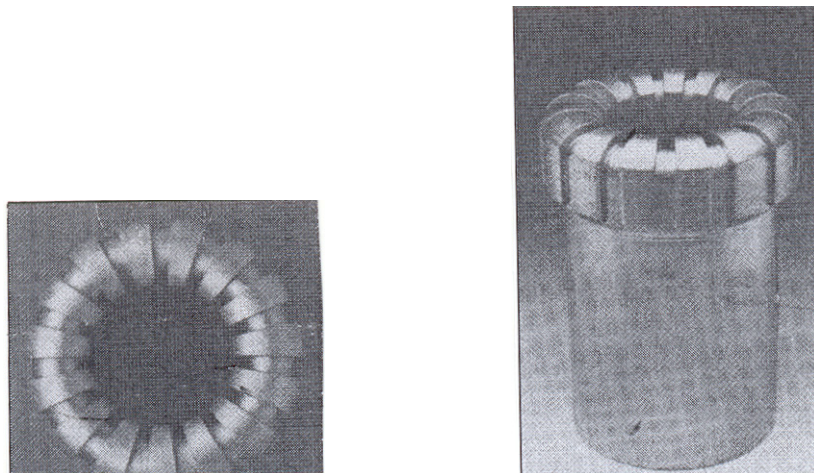


Рисунок 3.113 – Бурголовка СВ 601 imp

Бурголовка типа СВ 401 имеет на вооружении природные алмазы размером 9-15 шт/карат (рисунок 3.114). Как видно из рисунка, она обладает симметричным торовидным рабочим торцом. Калибрующая поверхность укреплена природными алмазами и твердосплавными вставками.

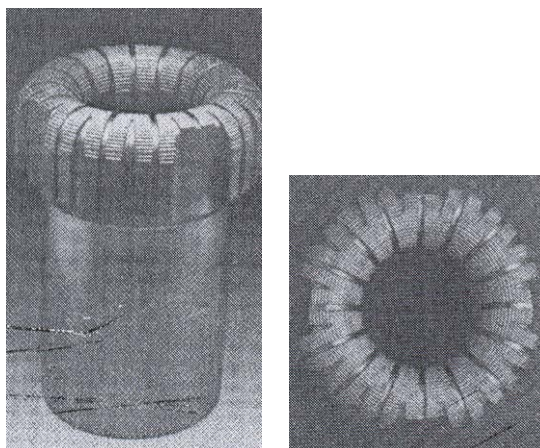


Рисунок 3 114 - Бурголовка типа СВ 401

Как отмечалось ранее, фирма ДБС выпускает также бурголовки серии СТ, в которых для разрушения пород используется термостойкие поликристаллические самозатачивающиеся резцы Трипакс.

### **3.7.7 Инструмент для отбора керна из стенок скважины**

Наиболее значительную геологическую информацию при бурении скважин приносит отбор керна, описанный нами ранее. Большую пользу приносит комплекс геофизических методов исследования скважин, позволяющий уточнить расчленение разреза, выделение коллекторов и оценки нефте- и газонасыщенности. Однако, некоторые факторы, включающие

определение проницаемости, исследования структуры порового пространства методами ГИС не исследуются.

Во многом эти задачи решаются при применении отбора керна со стенок необсаженных скважин при помощи сверлящих керноотборников и стреляющих грунтоносов, обслуживание которых также осуществляется геофизической службой.

Сверлящие керноотборники впервые были предложены Кухаренко Н.К. и Тираспольским И.Г. в 1945 году. Первая модель типа СГ во многом схожа с современными конструкциями керноотборников по схеме и функциональному назначению узлов механизма.

Первые промышленные образцы сверлящих керноотборников типа СКО-8-9 были изготовлены на Октябрьском заводе «Нефтеавтоматика» (Башкирия) в 1969 году. Последующие конструкции типа СКМ-8-9 оказались значительно эффективнее чем керноотборники СКО прежде всего тем, что значительно увеличилась многоотборность за один спуск прибора в скважину (с 3 до 10), существенно улучшилась гидрозащита электродвигателя, система промывки бура и т.д.

Современная конструкция сверлящего керноотборника термостойкого имеет следующие узлы [30]:

- электродвигатель, служащий для прижатия прибора к стенке скважины и для вращения, подачи и промывки бура;
- буровой узел, перемещающийся по направляющим колонкам, с буровой твердосплавной или алмазной коронкой, с цанговым кернорвателем и промывочным насосом;
- керноприемная кассета;
- шламосборник.

Кроме того, прибор укомплектован пультом управления и комплектом буровых алмазных и твердосплавных коронок.

Устройство сверлящего керноотборника серии СКТ [30] приведено на рисунок 3.115. От кабельной головки идет герметичный вход в свечной мост 1, соединенный с компенсатором 2 для выравнивания давления жидкости в приборе и скважине, и электродвигатель 3, который через блок приводов 4 выполняет свои функции по вращению и перемещению нужных узлов устройства. Через карданный вал 6 вращение передается буровому узлу 15, который может перемещаться по направляющим колонкам 14.

Полость бура вмещает кернорватель. Бур 15 снабжен буровой коронкой. Корпус бура имеет пальцы 16, которые входят в пазы копирных линеек 12, соединенных с промывочным поршнем 21. Копирные линейки имеют связь гайкой 7 и ходовым финтов 13 блока приводов 4. В нижней части устройство имеет шламосборник, соединенный с буром обводным каналом 20. Для сбора кернов имеется керноприемная кассета 25, смонтированная на съемной крышке 24.



Важное значение для функционирования устройства имеет система прижимных рычагов 23, которая включается в действие через водило 11, аварийный штифт 10 с кулачками гайки 9, которая размещается на винте 8 блока привода. Узел бура включается также механизмом отрыва керна, состоящим из деталей 17, 18, 19. Имеется также тормозная система 5.

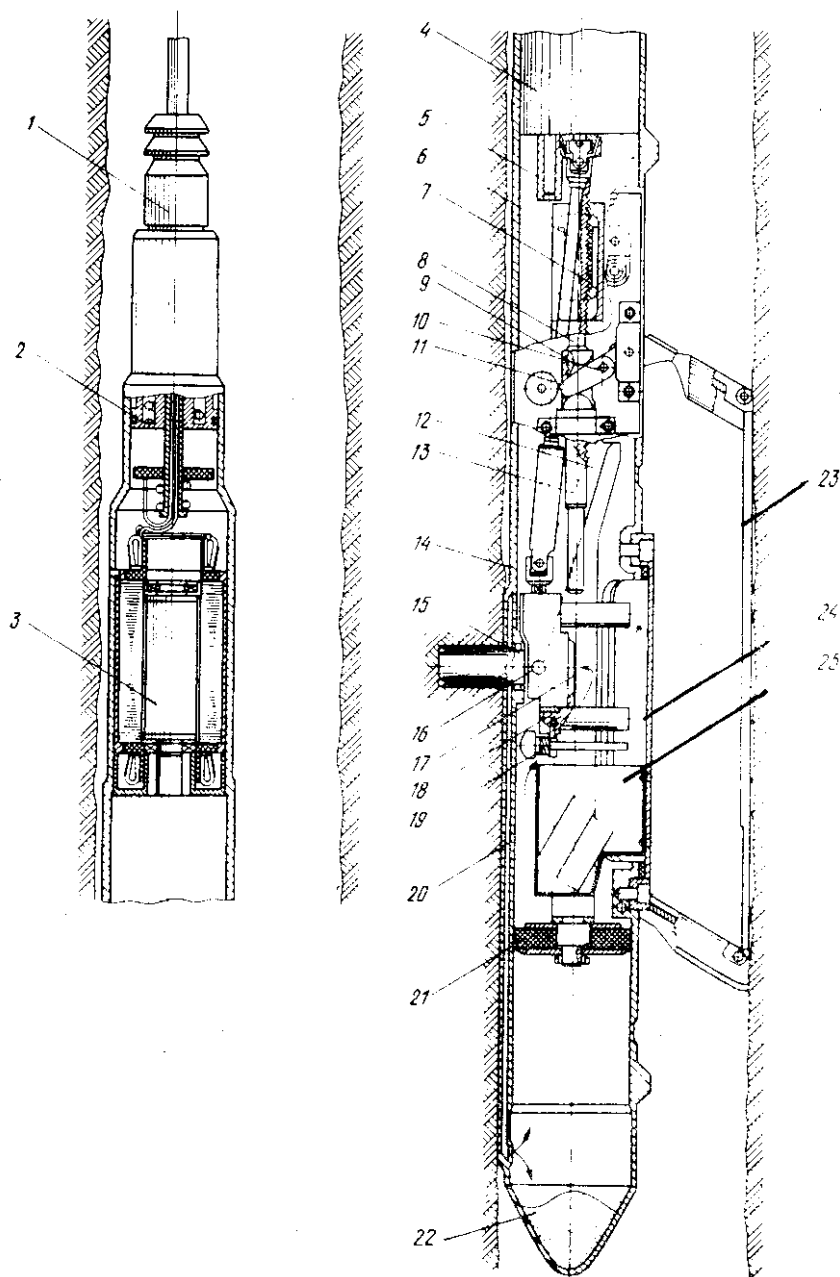


Рисунок 3.115 - Устройство сверлящего кернаотборника серии СКТ

В таблице 3.8 приведена техническая характеристика новых сверлящих кернаотборников, разработанных ВНИИГИС в содружестве с НПП «Азимут» [27].

Таблица 3.8 - Техническая характеристика новых сверлящих  
керноотборников

Технические характеристики	Скат	СКТ-3М	КС-140-130
Диаметр исследуемых скважин, мм	190-240	190-240	190-240
Максимальное число образцов отбираемое за спуск, шт	12	12	10
Размер образцов, длина мм, диаметр мм	До 50 22	До 50 22-24	До 120 16-22
Максимальная температура среды, °С	До 180	До 150	-//-
Максимальное давление в скважине, МПа	До 100	До 100	-//-
Диаметр керноотборников, мм	145	145	140
Длина керноотборников, мм	2200	2200	2600

Кроме сверлящих керноотборников геофизической службой применяются боковые стреляющие грунтоносы типа ГБСН-125 (рисунок 3.116). Он состоит из корпуса 7 со ствольными каналами, бойков 8 с пороховыми зарядами кожухом 3 со скважинным переключателем ИСП 4, кабельным наконечником 1. К корпусу присоединен центратор 10, предназначенный для обеспечения равноудаленности бойков 8 от стенки скважины. Каждый боек соединен с корпусом канатом 9 длиной 700 мм и диаметром 3,5 мм. Кроме того, на рисунке изображены электроввод пружинный 2, разъем штепсельный 5, уплотнительные кольца 6 и 20, стержень резиновый 11, стопор 12, заряд пороховой 13, уплотнительная коробка, контакт 15, диск контактный 6, изоляционная прокладка, уплотнительная манжета 18 и защитная планка 19.

После спуска грунтоноса в скважину его приподнимают и устанавливают на нужной глубине первый снизу боек. При нажатии клавиши «Огонь» на панели управления подается ток к скважинному переключателю и электровоспламенителю порохового заряда. Образующийся при сгорании пороха газ выталкивает боек, направляемый со скоростью 150-200 м/с на стенку скважины. При входе в породу через боковые отверстия бойка вытесняется буровой раствор, а боек с породой извлекают из стенки с помощью каната натяжением кабеля.

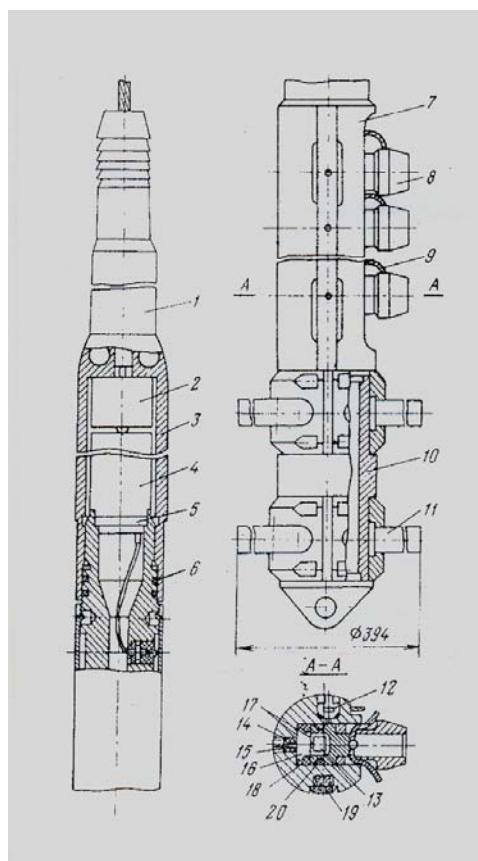


Рисунок 3.116 - Боковые стреляющие грунтоносы типа ГБСН-125

В таблице 3.9 приведена техническая характеристика ГБСН-125 [31].

Таблица 3.9 – Техническая характеристика ГБСН-125

Показатели	ГБСН-125-180/100
Максимальный диаметр грунтоноса, мм	125
Допустимое гидростатическое давление, МПа	100
Допустимая температура, °С	180
Минимальный диаметр скважины, мм	161
Число стволов в грунтоносе	30
Диаметр керноприемной полости в бойке для отбора пород	22
Длина грунтоноса, мм	2700
Масса грунтоноса, кг	87

Необходимо отметить, что вместе с грунтоносом в скважину в сборке спускают зонд для записи диаграммы ПС (кривую потенциалов самопроизвольной поляризации), что улучшает точность привязки отбираемых образцов к геологическому разрезу и сокращает время на СПО. Сборка

включает следующие узлы (рисунок 3.117): грунтонос ГБСН-125-1 нако-  
нечник кабельный-2, электрод Пс-3, кабель трехжильный-4 и полумуфта-5.

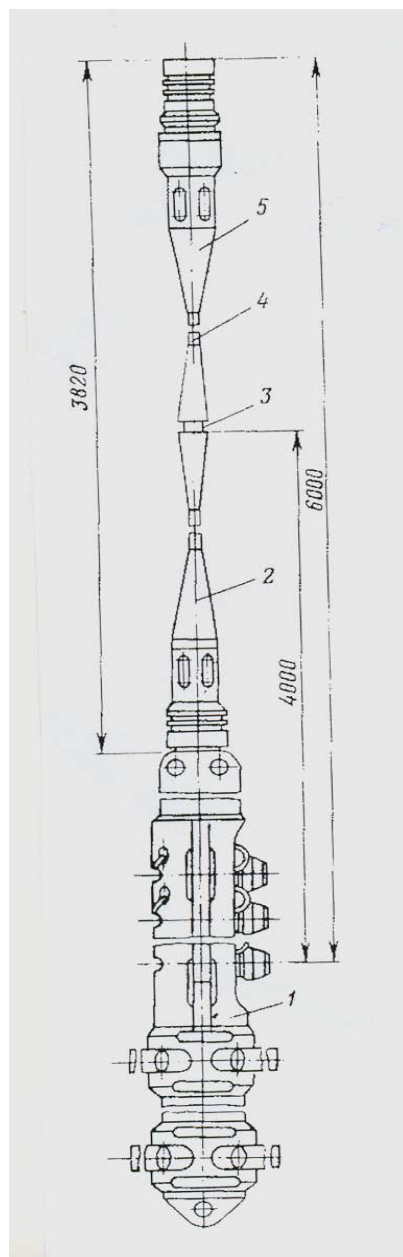


Рисунок 3.117 – Сборка зонда для записи диаграммы ПС с грунтоносом

### **3.8 Вспомогательный технологический инструмент**

К этому классу инструментов относятся расширители скважин, опорно-центрирующий инструмент типа калибраторов, центраторов, стабилизаторов, инструмент для зарезки боковых стволов.

#### **3.8.1 Расширители скважин**

В большинстве случаев расширение производится при наличии ранее пробуренного участка ствола скважины, называемого пилотным. Иногда

вместо проходки скважины долотом большого диаметра применяют бурение пилотного участка с одновременным расширением его. По данным [3, 12] бурение скважин с одновременным их расширением позволило значительно улучшить технико-экономические показатели проходки скважин. Конструктивно расширители подразделяются на 2 класса – нераздвижные и раздвижные. По виду рабочих органов расширители подразделяются на лопастные и шарошечные.

### **3.8.1.1 Нераздвижные расширители**

Это расширители с жестко закрепленными рабочими органами, чаще всего с шарошками. Наиболее известен расширитель РШУ (рисунок 3.118). Он состоит из корпуса 1 и сменных породоразрушающих узлов 2, которые крепятся эксцентричными пальцами 3 и штифтами 4 к лапе 6. Пилотный наконечник (долото) крепится резьбой 5.

На рисунке 3.119 приведен шарошечный расширитель ГРШ, являющийся первым расширителем, принятым от ВНИИБТ в серийное производство. Сменные породоразрушающие узлы 1 промываемые гидромониторными узлами 2, снабженными твердосплавными насадками. Применяется для расширения участков ствола скважин в породах МС и ТК.

В широком по твердости диапазоне пород (от М до К) могут быть использованы расширители шарошечные ступенчатые (рисунок 3.120). Расширители применяются как с предварительным бурением пилотных скважин, так и при одновременном бурении и расширении. Расширители включают в себя ствол 1, боковые шарошки 4, корпус 2, и обжимное кольцо 3. шарошки сменные (их число то 3 до 6) и предназначены для разрушения пород Тима М, С, Т и К.

Сравнительно меньшее распространение в стране получил одношарошечный расширитель РОП (рисунок 3.121), состоящий из корпуса 1, шарошки 4 с твердосплавными зубками 5. Шарошка крепится при помощи шариков 3, находящихся в кольцевых проточках корпуса, закрытых замковым кольцом 2.

ОАО «Волгабурмаш» осваивает производство нераздвижных расширителей большого диаметра для расширения нефтяных и газовых скважин в интервалах многолетне-мерзлых пород, а также для разбуривания состояющих горных выработок и выработок под каркасные свайные сооружения. Это трех или четырех шарошечные расширители со сменными шарошками с твердосплавным или фрезерованным вооружением. Расширители функционируют в породах от М до ТЗ. Для очистки шарошек применяется промывка через три или четыре сменные насадки в корпусе инструмента. Соотношение диаметров расширителя и пилот-долота следующее: 558,8/311,1; 700/444,5; 850/490.

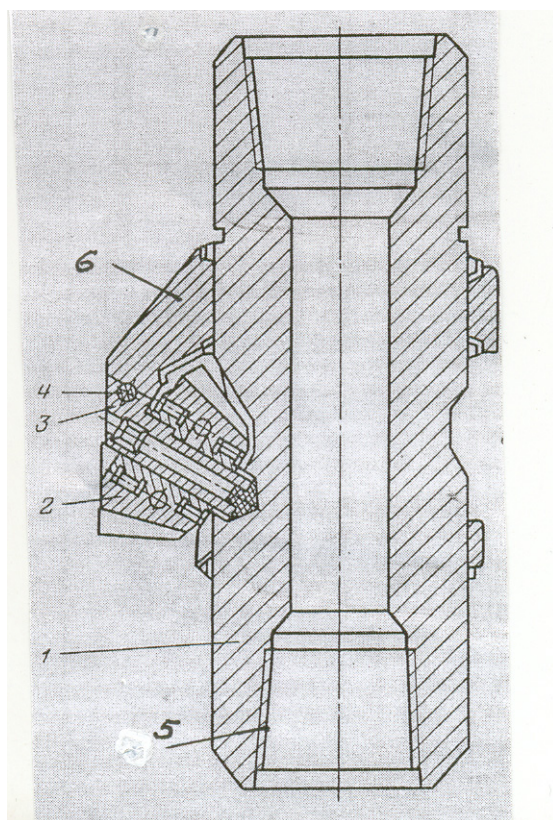


Рисунок 3.118 – Расширитель РШУ

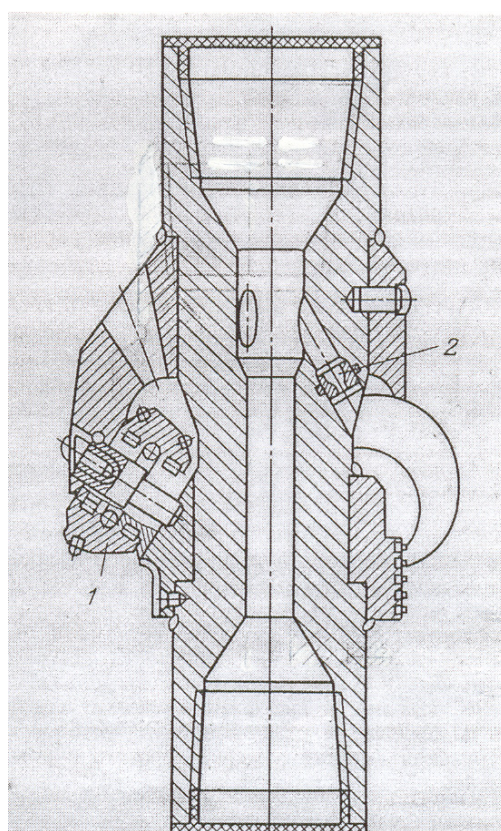


Рисунок 3.119 – Расширитель ГРШ



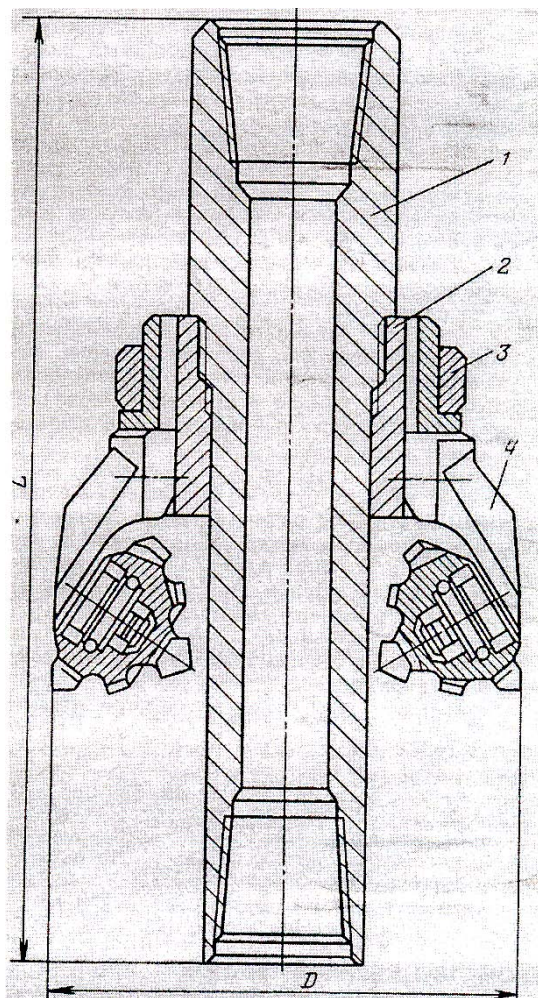


Рисунок 3.120 – Расширитель шарошечный ступенчатый

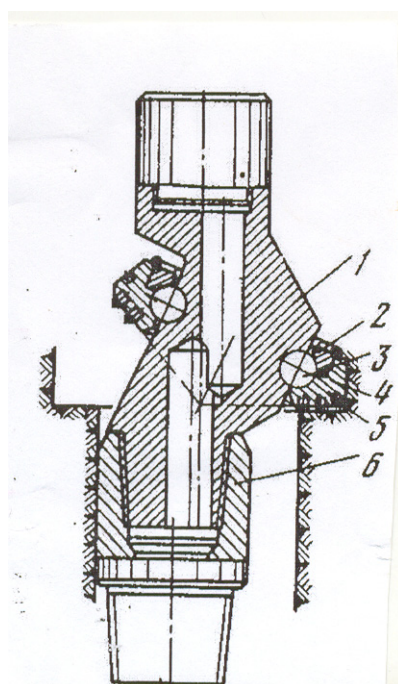


Рисунок 3.121 – Одношарошечный расширитель РОП

### 3.8.1.2 Зарубежные нераздвижные расширители

За рубежом разработано и широко применяется множество конструкций расширителей. Высокой надежностью отличаются расширители фирмы «Секьюрити» (компания «Дрессер») (рисунок 3.122). Цельный корпус 1 несет блок с тремя сменными режущими узлами, которые могут быть быстро заменены при износе шарошек. Устройство снабжено шестью сменными гидромониторными насадками, три из которых (2) размещены в промежутках между шарошками, а три (3) в гнездах шарошек. Пилотное (направляющее) долото соединяется резьбой 4. На рисунке показаны четыре типа шарошек, которые в зависимости от твердости и абразивности пород монтируются в расширители. Шарошки на рисунке показаны в увеличенном масштабе.

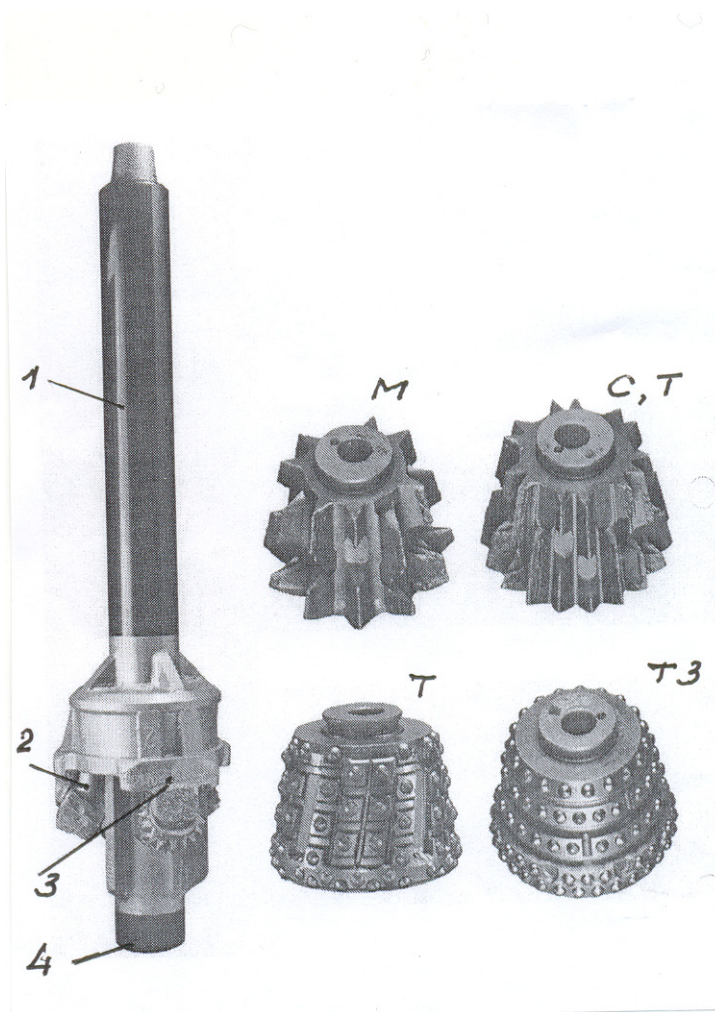


Рисунок 3.122 – Расширитель фирмы «Секьюрити»

Фирмой «Секьюрити» разработан также расширитель сравнительно простой конструкции (рисунок 3.123). Полый корпус 1 имеет три приваренные лапы (2), на которых смонтированы цилиндрические шарошки с фрезерованными зубьями 4. Шарошки фиксируются штифтами, размещен-



ными в проушинах 3. В проеме между шарошками монтируются три сменные гидромониторные насадки, направленные на периферийную часть разрушаемых пород.

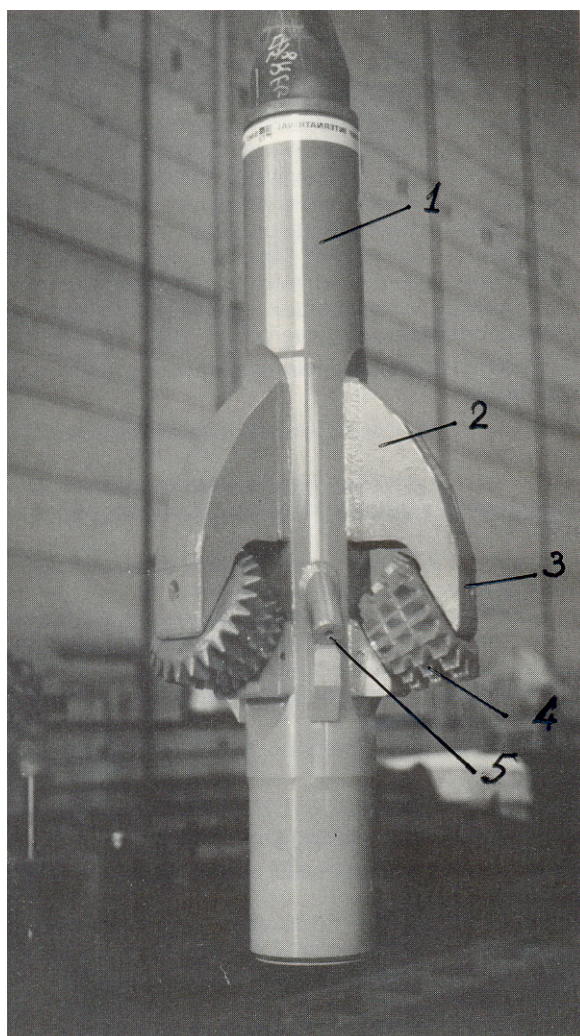


Рисунок 3.123 – Нераздвижной расширитель фирмы «Секьюрити»

### 3.8.1.3 Раздвижные расширители

Применяются для увеличения диаметра отдельных участков ствола, например при спуске эксплуатационной колонны до кровли продуктивного пласта с последующим бурением большим диаметром и установкой фильтра с гравийной обсыпкой. Расширение отдельных участков ствола скважины производится перед установкой профильных перекрывателей, спускаемых в интервалы поглощающих пород. Нередко раздвижной расширитель используется для зарезки вторых стволов, после определенного его переоснащения. Раздвижные расширители до места работы спускаются в транспортном положении, причем режущие органы занимают исходное

место в пределах номинального диаметра расширителя. Перевод инструмента в рабочее положение в нужной точке ствола скважины производится дистанционно с помощью гидравлики или механическим способом. По типу производства раздвижные расширители могут быть гидравлическими, гидромеханическими и механическими.

Из отечественных раздвижных расширителей серийно изготавливаются расширители типа РРБ, конструкции ВНИИБТ, в пяти модификациях.

В связи с широким распространением алмазно-твердосплавных долот при бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин, а также боковых стволов, появилась необходимость в создании расширителей с алмазно-твердосплавным вооружением режущих рабочих органов. На рисунке 3.124 приведен расширитель типа РР конструкции НПП «Буринтех». Расширитель состоит из корпуса 1 с коническим наконечником 5, армированным алмазными вставками, и стабилизатором 6. Благодаря поршню 2 при подаче бурового раствора производится перемещение штока 4

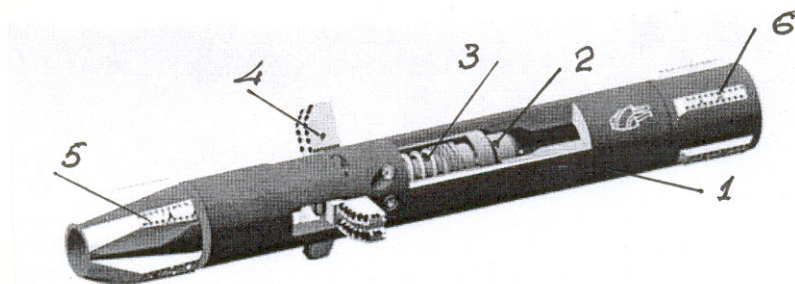


Рисунок 3.124 – Расширитель РР

и выдвижение оснащенных алмазно-твердосплавными пластинами, лопастей 4. Расширитель типа РР предназначен для расширения участков скважин, стенки которых сложены мягкими и средней твердости горными породами.

За рубежом широкой популярностью пользуются расширители «Локоматик», выпускаемые фирмой «Бейкер» рисунок 3.125. Расширитель состоит из полого шпинделя 1, имеющего отверстие 3 для сообщения полости шпинделя с кольцевой гидравлической камерой 2. Нижний конец шпинделя имеет замок запирающего механизма 5 и циркуляционный штуцер 6. Корпус 4 в нижней части имеет вырезы, в которых находятся в транспортном положении (рисунок 3.125,а) лапы 7 с шарошками 8, а также спиральный направляющий наконечник 9.

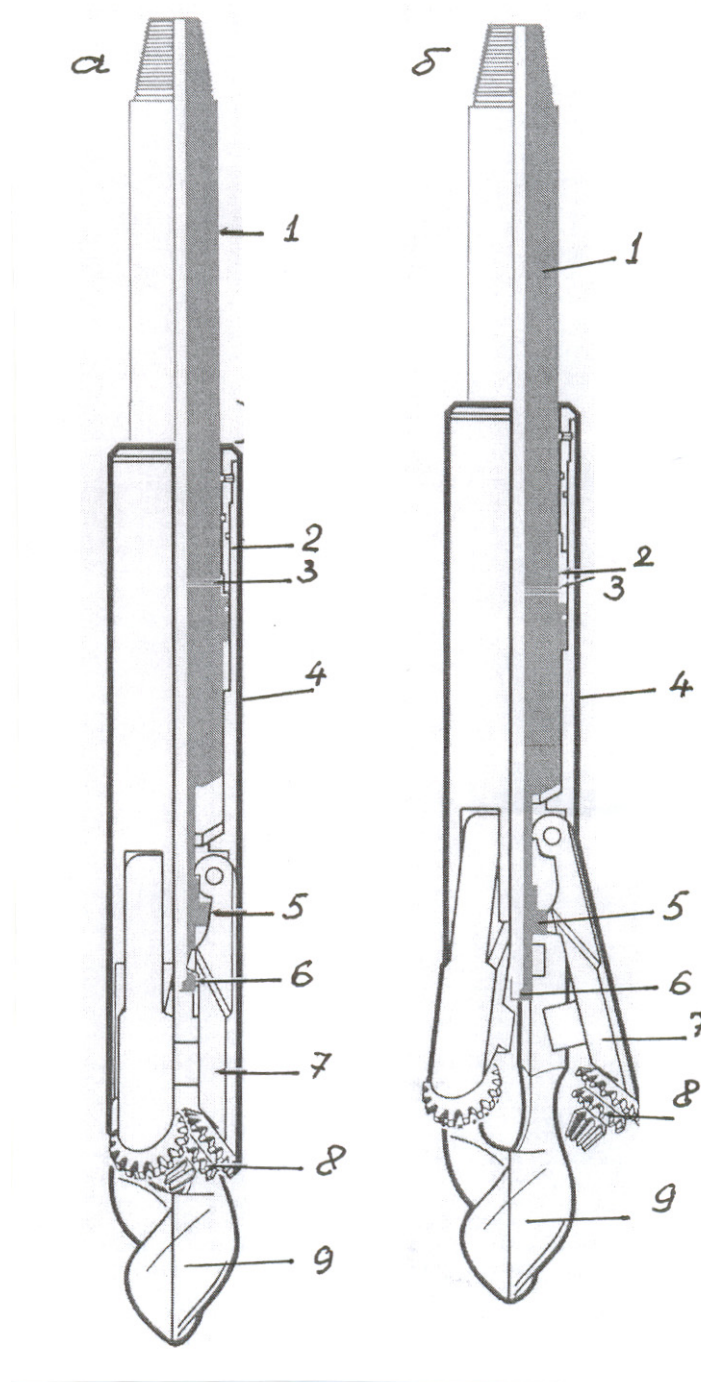


Рисунок 3.125 – Расширитель «Локомотив»

Крутящий момент от шпинделя на корпус передается через шлицевое соединение между ними. Включение расширителя в работу производится подачей бурового раствора через полость шпинделя 1, отверстия 3 в камеру 2. При этом корпус 4 перемещается вверх по шпинделю 1, а лапы 7, скользящие по выступам и буртам замка 5, раздвигаются из вырезов кор-

пуса и фиксируются в рабочем положении (рисунок 3.125,б). Перевод механизма в транспортное положение осуществляется путем приподнимания бурильной колонны, при котором шпиндель выводится из корпуса с одновременным отводом кулачков замка и переводом лап с шарошками в утопленное в вырезах положение. Описанный нами расширитель серии К выпускается в виде 21 модификации.

### **3.8.2 Опорно-центрирующий инструмент**

Применяется при бурении скважин с самыми разными профилями. Опорно-центрирующий инструмент подразделяют на три вида: калибраторы, центраторы, стабилизаторы. Все они в целом служат для выполнения следующих функций- калибрования стенок ствола, стабилизации положения оси инструмента и центрирования элементов КНБК.

Тем не менее, калибратор, установленный над долотом, предназначен прежде всего для выравнивания стенок ствола, а так же для центрирования низа бурильной колонны и снижения поперечных и крутильных колебаний долота. За рубежом он носит название «наддолотный стабилизатор».

Стабилизаторы получили название за функцию сохранения параметров кривизны в нужных пределах. Центратор предназначен для поддержки оси долота и забойного двигателя по оси призабойного участка скважины.

### **Отечественные конструкции**

В России выпускается много видов калибраторов, главным образом в лопастном или шарошечном (роликовом) исполнении. Наибольшее распространение имеют лопастные калибраторы. На рисунках 3.126а,б изображено устройство спирального калибратора 5КС и калибратора с прямыми лопастями 9К. Корпус калибраторов цельнокованный с тремя спиральными и четырьмя прямыми лопастями. Лопасты армируются по периферийной, наружной и передней боковой поверхностям твердосплавными вставками с плоской головкой (форма Г54). В промежутках между ними производится наплавка трубчато-зерновым сплавом релит. Калибраторы выпускаются типов МС (К) и СТ (КС). На рисунке 3.127а,б приведен общий вид калибраторов КС и К. Заметим, что на рисунке 3.126 видны отверстия в лопастях для предупреждения образования сальников.

Так же пользуются известностью лопастные калибраторы со сменной муфтой типа 8КС и 8К (рисунок 3.128). Калибраторы являются разборным устройством. На корпусе 1 навернута сменная муфта 2 с тремя спиральными лопастями 3 (калибратор типа КС). Лопасты вооружены твердосплавными вставками, запрессованными в тело лопасти. От калибраторов 5КС, описываемый калибратор отличается усиленным вооружением концов лопастей 4. Кроме того отметим, что в теле лопастей находятся промывочные



отверстия для предупреждения образования сальников. Калибраторы лопа-  
стные со сменной муфтой типа К изготавливаются по аналогичной схеме,  
но с шестью прямыми лопастями. Калибраторы применяются при бурении  
долотами диаметром 295,3 и 393,7 мм в мягких, средней твердости и  
средней твердости с пропластками твердых породах.

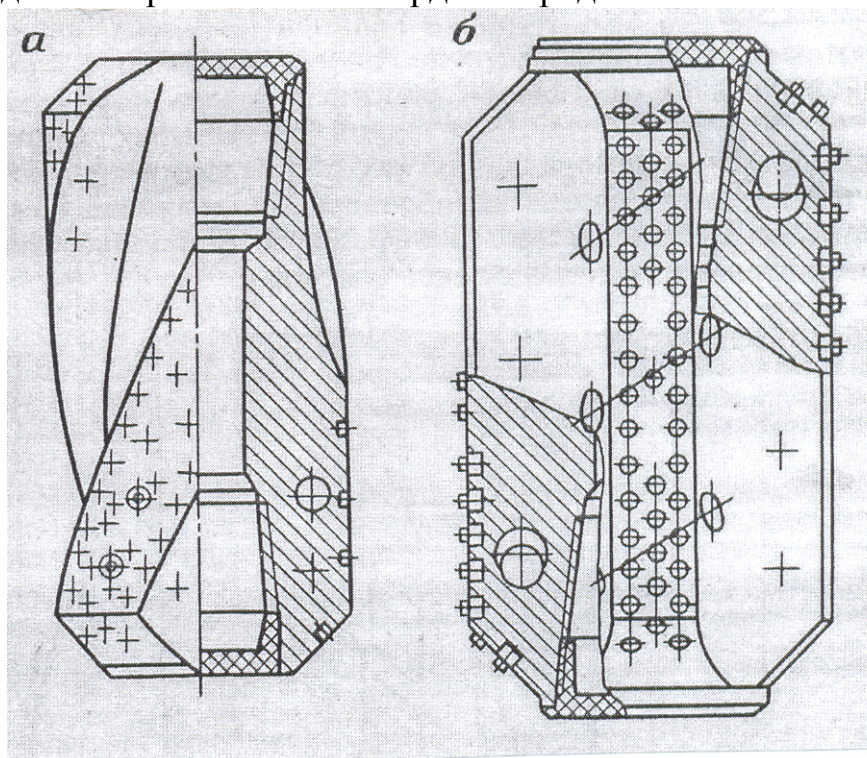


Рисунок 3.126 – Устройство калибраторов 9К и 5КС



Рисунок 3.127 – Общий вид калибраторов 9К и 5КС

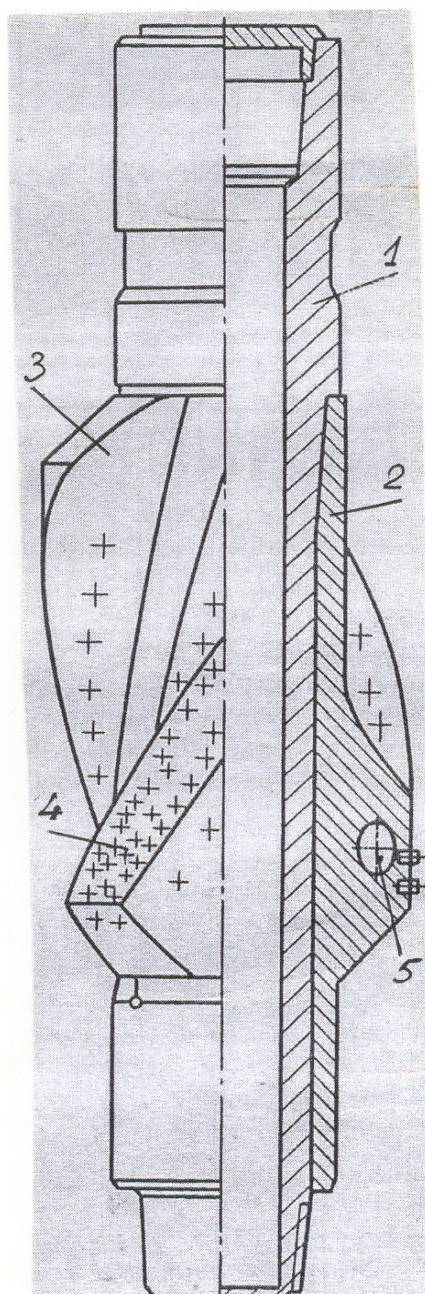


Рисунок 3.128 – Лопастной калибратор со сменной муфтой

При бурении скважин алмазно-твердосплавными долотами применяется ряд опорно-центрирующих инструментов (рисунок 3.129), носящих комплексное название калибратор-расширитель типа КР. Они армируются частично твердым сплавом, частично импрегнированными алмазными вставками.

Центраторы предназначены, как было указано выше, для поддержания оси долота и ГЗД по оси скважины, а также для опоры и центрирования КНБК при бурении с высокими осевыми нагрузками на долото. Передвижной центратор забойного двигателя 3-ЦДП (рисунок 3.130) состоит



из муфты с шестью прямыми лопастями 3 и цанги 2 с одной ступенчатой прорезью 4. Лопасты 3 армированы твердосплавными вставками с плоской головкой. Перед установкой центратора на забойный двигатель, муфта навинчивается на

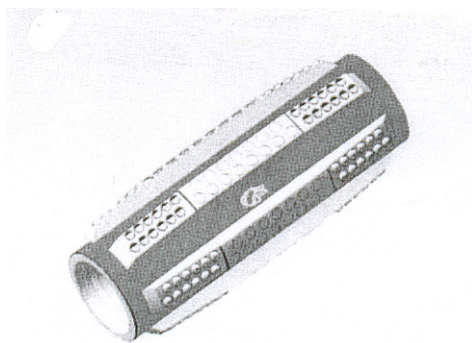


Рисунок 3.129 – Калибратор – расширитель КР

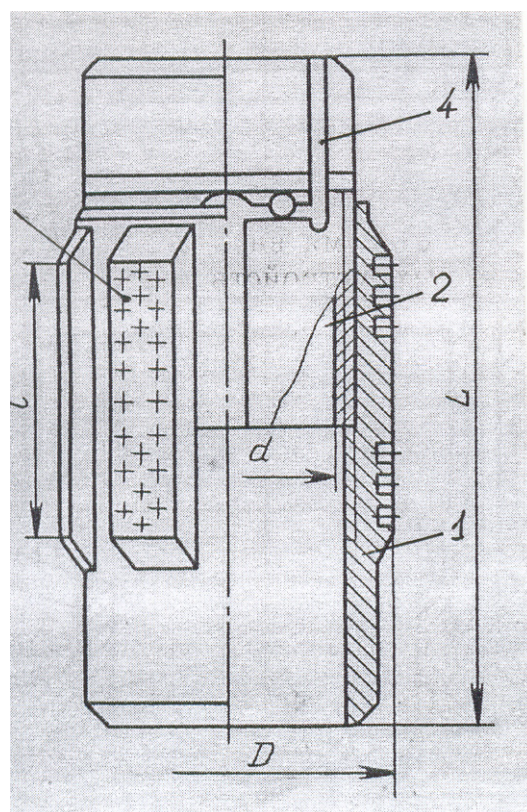


Рисунок 3.130 - Центратор забойного двигателя 3-ЦДП

цангу. При закреплении центратора на корпусе ГЗД навинчивание продолжается до полного охвата корпуса и обеспечения закрепления центратора.

Для опоры и центрирования КНБК применяется колонный центратор повышенной прочности (рисунок 3.131). Корпус центратора 1 изготавли-

вается вместе с двумя спиральными лопастями 2, рабочая поверхность которых защищена запрессованными твердосплавными вставками. Концевые участки лопастей имеют повышенное армирование для сохранения устойчивости вооружения по всей длине лопасти. Нижняя заходная фаска лопасти 3 оснащена дополнительными зубками. Кроме вышеописанных конструкций квадратные центраторы, а так же упругие центраторы типа ЦУ, разработанные НПК ТОБУС.

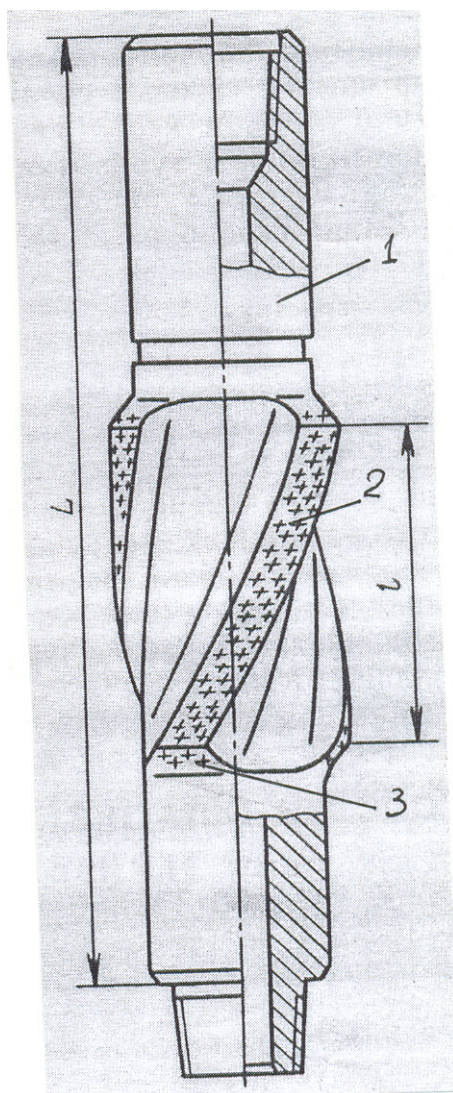


Рисунок 3.131 – Колонный центратор

В зарубежной практике широко применяются лопастные стабилизаторы, которые выпускают все ведущие фирмы, производящие долота с алмазно-твердосплавным вооружением. На рисунке 3.132 приведены два типа лопастных неразборных стабилизаторов «Нортон Кристенсен». На рисунке 3.132а изображен стабилизатор открытого типа с тремя лопастями. Рисунок 3.132б посвящен четырех лопастному стабилизатору, лопасти ко-

торого оставляют значительно меньше пространство в сечении для промывки каналов. Калибрующие поверхности лопастей армируются твердосплавными пластинами или пластинами с природными или синтетическими алмазами. В некоторых конструкциях производится наплавка лопастей фирменным наплевочным твердым сплавом.

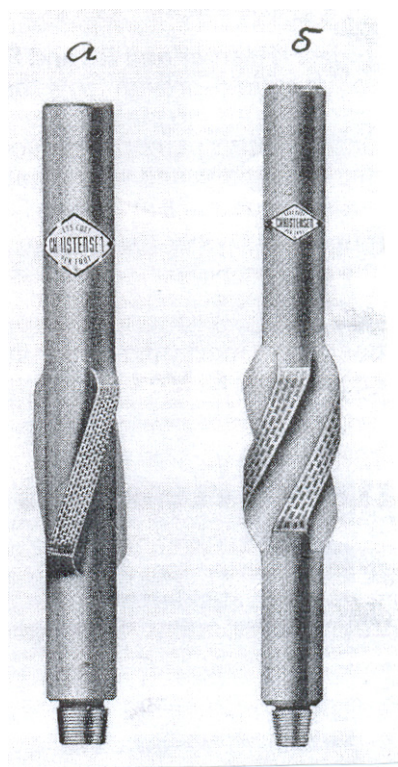


Рисунок 3.132 – Лопастные стабилизаторы фирмы «Нортон Кристенсен»

Также широко применяются шарошечные стабилизаторы с наклонным расположением шарошек, например фирмой «Секьюрити» («Дресер») (рисунок 3.133а,б). Судя по описанию устройства оно может быть использовано для расширения ствола скважины и его калибровки. Конструктивно это устройство внешне схоже с калибратором КШ-3, выпускавшимся Бакинским машиностроительным заводом имени Кирова С.М. Основным элементом режущих узлов стабилизатора являются сменные цилиндрические шарошки. Для использования в мягких и средней твердости породах применяются шарошки со спиральным рифлением, обеспечивающим режущее действие на породу (1). Второй тип шарошек (2) применяются при работе в породах средней твердости и твердых и для компоновок в наклонно-направленных скважинах. Зубья имеют спиральное рифление, плоские вершины имеют большую поверхность, что уменьшает срезающее воздействие на стенки ствола.



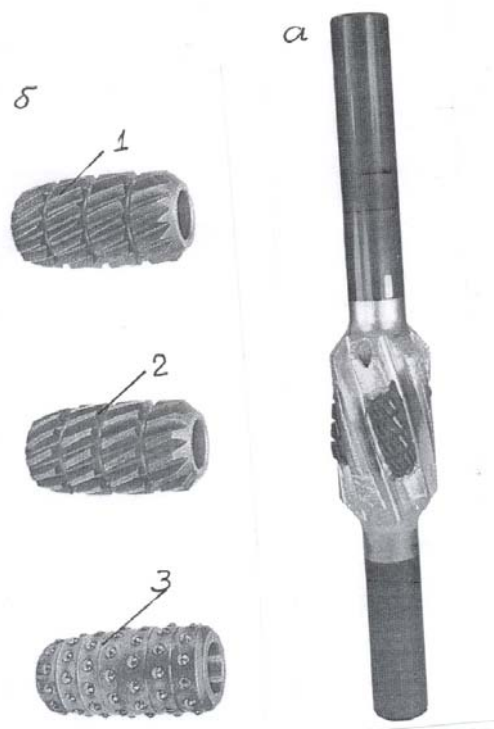


Рисунок 3.133 – Стабилизатор с наклонным расположением шарошек

Третий тип шарошек (3) предназначен для стабилизации и калибровки в твердых абразивных породах. Короткие твердосплавные зубки овоидальной формы (Г26) обеспечивают большую износостойкость шарошкам.

### 3.8.3 Инструмент для бурения скважин больших диаметров

При бурении под кондуктор глубоких, сверхглубоких, эксплуатационных и разведочных скважин необходимо применение специального оборудования и специального инструмента. Одним из таких инструментов являются специальные буры с двумя, тремя или четырьмя турбобурами, соединенными параллельно. Они стали называться реактивно-турбинными бурами (РТБ). Первоначально ВНИИБТ разрабатывали их для проходки вертикальных горных выработок, в частности вентиляционных и водопонижающих. Первое промышленное испытание РТБ было произведено в 1953 г. в Донбассе, в результате чего был пробурен вентиляционный шурф диаметром 2,07 м глубиной 17,5 м. В последующем успешные испытания были проведены в г. Караганде и Луганской области с проходкой стволов 1,02 м и 2,08 м.

В практике бурения скважин применяются двухтурбинные РТБ. На рисунке 3.134 изображен РТБ 394М. Он состоит из переводника к бурильной колонне 1, траверсы 2, к которой с помощью ниппелей 3 прикрепляются турбобуры 4. Грузы-утяжелители 5 закрепляются на корпусах турбобуров 4 при помощи хомутов и продольных стяжек 6 к траверсе 2. Буровой



раствор, направленный в бурильную колонну, вращая валы и долота 7, жестко связанные между собой. Бурильная колонна и траверса РТБ получает вращение от ротора. Такая компоновка РТБ называется роторно-турбинной.

Начиная с диаметра РТБ более 760 мм при подаче раствора в турбобурах возникают реактивные силы, вращающие долота. В этом случае вращение долота от вала до турбобура и переносное вращение от реактивного вращения позволяет долотам обрабатывать всю площадь забоя. В этом случае бур носит название реактивно-турбинного. В качестве породоразрушающего инструмента до сих пор использовались обычные серийные шарошечные долота и специальные корпусные долота для РТБ типа ДРБ. Они изготавливаются не на долотных заводах, а в местных мастерских. Секции долот ДРБ производит Дрогобычский долотный завод (рисунок 3.135). РТБ успешно

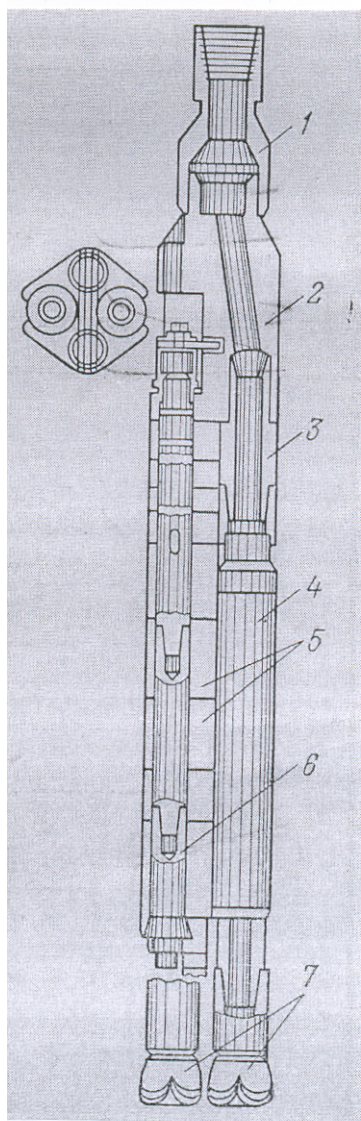


Рисунок 3.134 - РТБ 394М

применяют при забурировании сверхглубоких скважин. Например, при проходке разведочной скважины СГ-2 в (Западный Казахстан) с помощью РТБ-920 и РТБ-640 пройден ствол до глубины 1369 м. В процессе строительства сверхглубокой скважины СГ-6 Тюменской успешно использовался РТБ-640 в интервале 0-600 м. Но при бурении в интервале 600-1200 м при помощи РТБ-490 отмечено существенное увеличения зенитного угла до  $4^{\circ}15'$  на глубине 880 м. Задача устранить такой набор кривизны была выполнена с помощью бурения пилот-ствола диаметром 295,3 мм с последующим расширением.

Бурение с помощью РТБ успешно применялось при строительстве глубоких скважин в Башкирии, на Северном Кавказе, Западной Украине и в Перми. Изготовитель РТБ Кунгурский машиностроительный завод.

Кроме описанного метода применяются пилотные КНБК для бурения с одновременным расширением скважины (рисунок 3.136). Компонировка включает долото 1, пилот-направления в виде УБТ 5, расширитель 2, центраторы и УБТ 3, установленные под расширителем и над центратором.

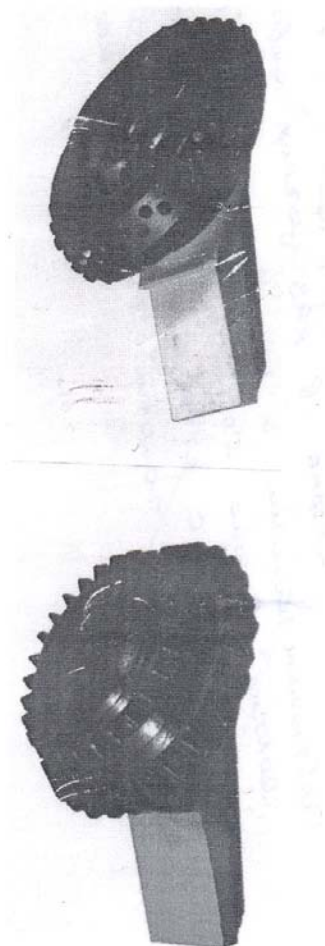


Рисунок 3.135 – Секции долот ДРБ

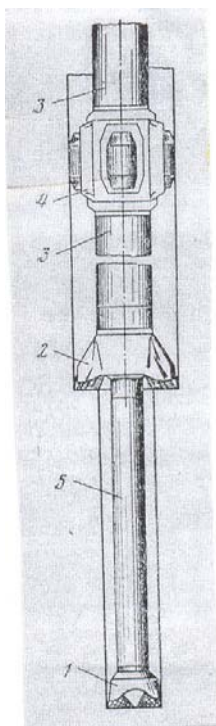


Рисунок 3.136 – Компоновка с одновременным расширением скважины

Несколько меньше распространена КНБК для современного турбинно-роторного бурения (рисунок 3.137). Она состоит из долота 1, расширителя 2,

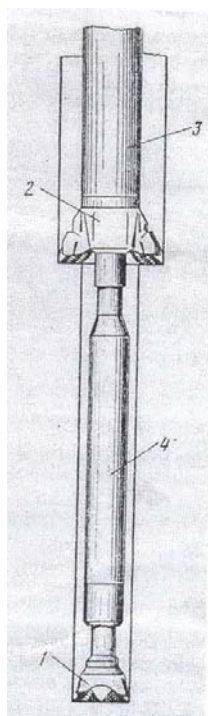


Рисунок 3.137 – КНБК с турбобуром

турбобура 4 и УБТ 3. Как видно пилот-ствол разбурируется долотом и турбобуром с включением калибраторов и центраторов. Таким же образом стабилизируется верхняя часть компоновки. Вся КНБК вращается ротором.

В южных регионах страны получила распространение КНБК с применением устройства для ступенчатого бурения (УСБ) (рисунок 3.138). Отличительной чертой данной компоновки является то, что долото 1 и турбобур 4 формируют пилот-скважину, а расширитель 2 через траверсу 5 получают вращение также от турбобура 4. Над расширителем устанавливается УБТ-3.

Следует отметить, что ОАО «Волгабурмаш» производит для горной промышленности разбуриватель шарошечный 2КВ-А для расширения пилот-скважины диаметром 269,9 до диаметра 1500 мм при проходке восстанавливающих выработок. Рабочим органом служит бур, оснащенный восемью шарошками с твердосплавными зубками формы Г26. Для очистки забоя применяются продувки воздухом или воздушно-водяной смесью. Заметим, что процесс расширения выполнен по схеме подтягивания инструмента «на себя». В настоящее время для проходки тоннелей штреков и других горизонтальных горных выработок большого диаметра применяются специальные буры конструкции фирмы «Вирт», больше известная в нашей стране буровыми трехпоршневыми насосами. Разработанное (рисунок 3.139) фирмой устройство режущего действия типа ТВ применялось с предварительной проходкой пилот-скважин способно расширять выработки от 2,1 до 8,2 м в мягких породах.

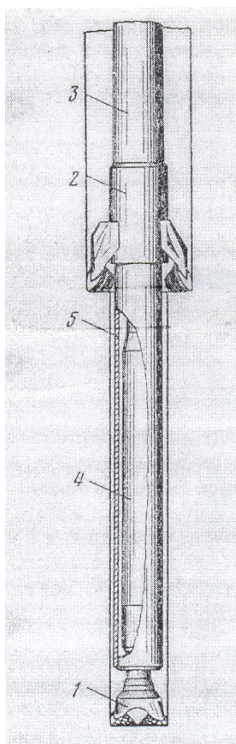


Рисунок 3.138 – Схема ступенчатого бурения (УСБ)

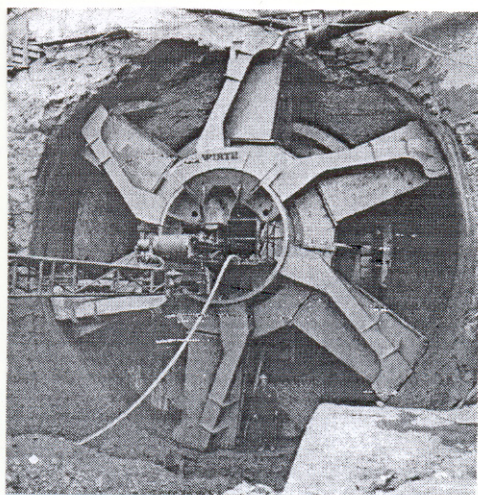


Рисунок 3.139 – Бур ТВ для проходки горизонтальных выработок

### 3.8.4 Специальный инструмент для зарезки боковых стволов

В связи с распространением бурения наклонно-направленных, горизонтальных скважин и вторых стволов разработан новый вид инструмента в виде комплектов технических средств для фрезерования «окон» в обсадной колонне и забуривания боковых стволов. На рисунке 3.140 показан комплект, изготовленный НПП «Буринтех». Комплект состоит из следующих компонентов:

- 1-стартовый фрезер КФС, служащий для установки клиноотклонителя в стволе скважины, и начала зарезки «окна» в обсадной колонне;
- 2-оконный фрезер КФО, применяемый для полного выреза «окна» и начала разбуривания второго ствола; в практике работ получил название «арбузного» фрезера.
- 3-фрезер-райбер КФР, используемый для калибрования стенок «окна»

Все фрезерующие рабочие поверхности инструментов наплавлены дробленным твердым сплавом типа ВК. За рубежом многие фирмы используют для зарезки боковых стволов внешне схожий с российским инструмент. Например, известная фирма «Нортон Кристенсен» применяет следующий комплекс фрезеров (рисунок 3.141):

- стартовый фрезер (а);
- конический фрезер (б);
- фрезер дынеобразный (в);
- колонный фрезер (г).



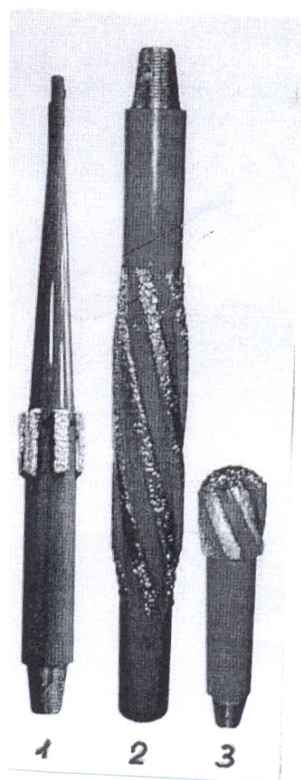


Рисунок 3.140 – Комплект фрезеров для зарезки боковых стволов

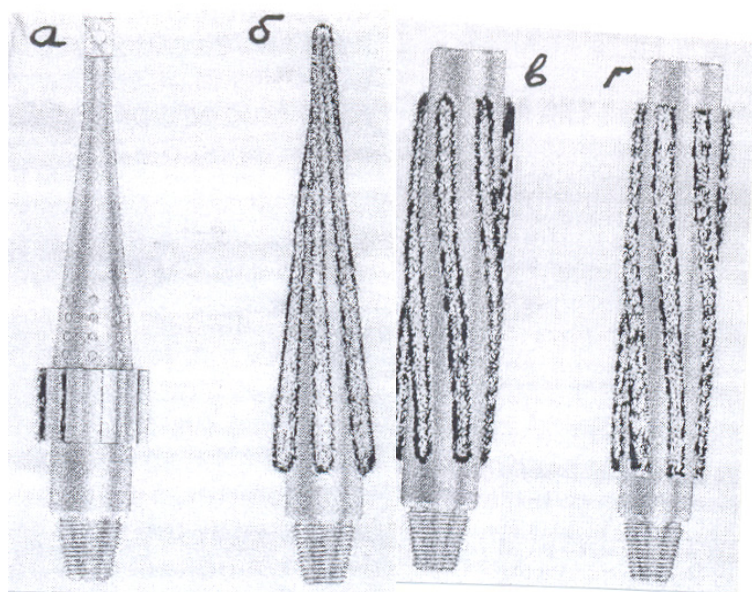


Рисунок 3.141 – Комплект фрезеров «Нортон Кристенсен»



## Список литературы

- 1 Дверий В.П. Бурение скважин лопастными долотами.- М.: Недра, 1977.- 188 с.
- 2 Кулиев С.М., Мдивани А.Г., Мамедов Н.Н.. Основы и опыт бурения ступенчатыми долотами. - Баку: Аз. Госуд.изд., 1987.- 194 с.
- 3 Масленников И.К. Буровой инструмент. Справочник.- М.- Недра, 1989.- 430 с.
- 4 Якушев В.П. Энергоемкость процесса разрушения горных пород при вдавливании. – В кн. : Вопросы деформации и разрушения горных пород при бурении.- М.: Госинти, 1961.- С. 42-54.
- 5 Oil of Russia. № 3, 2002.- С. 66-68.
- 6 Копылов В.Е. У истоков бурения скважин. Учебное пособие.- Тюмень: ТюмИИ, 1982.- С. 117.
- 7 Травкин В.С. Породоразрушающий инструмент для вращательного бескернового бурения скважин.- М.: Недра, 1982.- 190 с.
- 8 Международный транслятор-справочник «Шарошечные долота» /Под ред. В.Я. Кершенбаума и А.В. Торгашева.- М.: АНО «Технонефтегаз».- 2000.
- 9 Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин.- М.: Недра.- 1994.
- 10 Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов /Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.И. М.: Недра.- 2001.
- 11 Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов /А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Под общей редакцией А.И. Спивака.- М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003.- 509 с.
- 12 Буримов Ю.Г. Бурение верхних интервалов глубоких скважин большого диаметра /Буримов Ю.Г., Копылов А.С., Орлов А.В.- М.: Недра, 1975.- С. 231.
- 13 Калинин А.Г. Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Учебник для вузов /Калинин А.Г., Левицкий А.З.- М.: Недра, 1988.- 374 с.
- 14 Шарошечные долота /Мокшин А.С., Владиславлев Ю.Е., Комм Э.Л.- М.: Недра, 1971.- 216 с.
- 15 Царицын В.В. Алмазное бурение.- М.: Недра, 1975.- 104 с.
- 16 Совершенствование технологии бурения долотами, армированными синтетическими алмазами СВС-П. Козырев Н.И., Пешалов Ю.А., Сукманов Г.И., Суслов Е.И. ВНИИОЭНГ, Сер. «Бурение».- М.:1981.- 78 с.
- 17 Марамзин А.В. Технические средства для алмазного бурения /Марамзин А.В., Блинов Г.А., Галиопа А.А. Л.: Недра, 1982.- 335 с.

18 Инструкция по эксплуатации породоразрушающих инструментов, оснащенных природными, синтетическими алмазами, композиционными алмазосодержащими материалами. РД 39-0148052-526-86 /М.Г. Абрамсон, Н.И. Козырев, А.Б. Михальчук и др. М.: ВНИИБТ, 1987.

19 Абатуров В.Г. Повышение эффективности буровых работ с помощью алмазно-твердосплавных долот. Сб. науч. трудов. Т.1 – Тюмень: Издат. ТюмГНГУ, 2006.- С. 44-45.

20 Абатуров В.Г., Маньковский В.А., Леонов Д.В. Анализ эффективности долот типа БИТ. Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе: Труды международной науч. конф., посвященной 40-летию Тюменского нефтегазового университета. Тюмень: ТюмГНГУ, 2003.- С. 6-8.

21 Справочное пособие по реактивно- турбинному бурению. Жиленко Н.П., Краснощек А.А. – М.: Недра, 1987.- 309 с.

22 Хайруллин Б.Ю. Разработка техники и технологии глубокого бурения с отбором керна повышенной информативности.

23 РД 39-2-399-80. Методическое руководство по бурению с отбором керна нефтяных и газовых скважин. М., 1982.- С. 113.

24 Князев И.К. Бурильщику об отборе керна. М.: Недра, 1981.- С. 102.

25 Мессер А. Техника и технология формирования и подъема керна при бурении глубоких разведочных скважин.- М.: Бурение и нефть, 4/2005.- С. 27-29.

26 Брентли Д.Е. Справочник по роторному бурению. Перевод с англ. М.: Недра, 1964.- С. 583.

27 Справочник бурового мастера /Под общей редакцией В.П. Овчинникова, С.И. Грачева, А.А. Фролова.- М.: «Инфра-Инженерия», 2006.- 608 с.

28 Мессер А.Г., Сорокин А.Н., Макушин В.В. и др. Керноотборный инструмент и элементы компоновки низа бурильной колонны. Нефтяное хозяйство, 1993, № 1 . С. 4-17.

29 Абатуров В.Г., Борисенко В.Л. Перспективы применения бурильных головок с алмазно-твердосплавными резцами / Сб. «Вопросы бурения и разработки нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири.- Тюмень : ТюмИИ, 1992.

30 Отбор керна из стенок скважины /Молчанов А.А., Мавлютов М.Р., Филиди Г.Н., Малинин В.Ф.- М.: Недра.- 125 с.

31 Прострелочно-взрывная аппаратура: Справочник /Фридлендер П.Я., Афанасьев В.А., Воробьев Л.С. и др.- М.: Недра, 1990.- 278 с.