

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования «Югорский государственный университет» (ЮГУ)  
**НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ**  
**(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
**(НефтИн (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ»)**

---

---



ФИЛИАЛ ФГБОУ ВО «ЮГУ»

**НЕФТЯНОЙ  
ИНСТИТУТ**

**МДК 01.01 ТЕХНОЛОГИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ  
ПО БУРЕНИЮ, КРЕПЛЕНИЮ, ИСПЫТАНИЮ  
И ОСВОЕНИЮ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,  
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**  
специальность 21.02.02 Бурение нефтяных и газовых скважин  
(профессионалитет)

**Методические указания к выполнению практических занятий  
для обучающихся 2 курса очной формы обучения  
образовательных организаций  
среднего профессионального образования  
базовой подготовки**

**Часть 1**

**Нижневартовск, 2024**

**РАССМОТРЕНО**

На заседании ПЦК «ЭТД»  
Протокол № 01 от 12.01.2024  
Председатель Скобелева И.Е.

**УТВЕРЖДЕНО**

Председателем методического совета  
НефтИн (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ»  
Хайбулина Р.И.  
« 24 » января 2024

Методические указания к выполнению практических занятий для обучающихся 2 курса образовательных организаций среднего профессионального образования очной формы обучения базовой подготовки по МДК 01.01 Технология выполнения работ по бурению, креплению, испытанию и освоению нефтяных и газовых скважин 21.02.02 Бурение нефтяных и газовых скважин (21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО, НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ), часть 1, разработаны в соответствии с:

1. Федеральным государственным образовательным стандартом (далее - ФГОС) среднего профессионального образования (далее - СПО) специальности 21.02.02 Бурение нефтяных и газовых скважин, утвержденным приказом Министерства образования и науки РФ № 836 от 15.09.2022.

2. Рабочей программой профессионального модуля ПМ.01. Проведение работ по эксплуатационному и разведочному бурению 21.02.02 Бурение нефтяных и газовых скважин, утвержденной на методическом совете НефтИн (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ» протокол № 4 от 15.06.2023 года.

Разработчик:

Потехина Инна Юрьевна, преподаватель Нефтяного института (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

Рецензенты:

1. Пилипчук А.Д., преподаватель высшей квалификационной категории Нефтяного института (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

2. Захаров Ю.М., главный инженер ООО «Югранефтеремонт».

Замечания, предложения и пожелания направлять в Нефтяной институт (филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Югорский государственный университет» по адресу: 628615, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ, г. Нижневартовск, ул. Мира, 37.

## ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Методические указания по выполнению практических занятий для обучающихся очной и заочной форм обучения в части МДК 01.01. Технология выполнения работ по бурению, креплению, испытанию и освоению нефтяных и газовых скважин ПМ.01 Проведение работ по эксплуатационному и разведочному бурению разработаны в соответствии с ФГОС СПО по специальности 21.02.02 Бурение нефтяных и газовых скважин, а так же рабочей программы ПМ.01.

Разработанный комплекс позволит закрепить полученные теоретические знания по МДК 01.01 Технология выполнения работ по бурению, креплению, испытанию и освоению нефтяных и газовых скважин, приобрести навыки работы с графиками, схемами, таблицами,

Комплекс практических занятий способствуют формированию профессиональных и общих компетенций:

Код	Наименование результата обучения
ПК 1.1.	Выполнять комплекс работ по подготовке к бурению и по окончании бурения нефтяных и газовых скважин
ПК 1.2.	Выполнять комплекс работ по бурению, креплению, испытанию и освоению нефтяных и газовых скважин
ПК 1.3.	Осуществлять геонавигационное сопровождение бурения нефтяных и газовых скважин
ОК 01	Выбирать способы решения задач профессиональной деятельности применительно к различным контекстам
ОК 02	Использовать современные средства поиска, анализа и интерпретации информации и информационные технологии для выполнения задач профессиональной деятельности
ОК 03	Планировать и реализовывать собственное профессиональное и личностное развитие, предпринимательскую деятельность в профессиональной сфере, использовать знания по финансовой грамотности в различных жизненных ситуациях
ОК 04	Эффективно взаимодействовать и работать в коллективе и команде
ОК 05	Осуществлять устную и письменную коммуникацию на государственном языке Российской Федерации с учетом особенностей социального и культурного контекста
ОК 06	Проявлять гражданско-патриотическую позицию, демонстрировать осознанное поведение на основе традиционных общечеловеческих ценностей, в том числе с учетом гармонизации межнациональных и межрелигиозных отношений, применять стандарты антикоррупционного поведения
ОК 07	Содействовать сохранению окружающей среды, ресурсосбережению, применять знания об изменении климата, принципы бережливого производства, эффективно действовать в чрезвычайных ситуациях
ОК 09	Пользоваться профессиональной документацией на государственном и иностранном языках

Представленные расчёты могут быть использованы как для самостоятельной работы, так и при выполнении расчетного раздела курсового и дипломного проектов по специальности 21.02.02 Бурение

нефтяных и газовых скважин.

## КОНТРОЛЬ И ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ОСВОЕНИЯ ПМ.01 ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННОМУ И РАЗВЕДОЧНОМУ БУРЕНИЮ

Наименование разделов и тем МДК	Основные результаты изучения междисциплинарного курса	
	Коды профессиональных и общих компетенций	Код Н/У/З
Раздел 1. Технология выполнения работ по бурению, креплению, испытанию и освоению нефтяных и газовых скважин	ПК 1.1, ПК 1.2, ПК 1.3 ОК 01, ОК 02, ОК 03, ОК 04, ОК 05, ОК 06, ОК 07, ОК 09 КК 1, КК 2, КК 3, КК 4, КК 5, КК 6, КК 7, КК 8	Н 1.1.01 – Н 1.3.02 У 1.1.01 – У 1.3.04 З 1.1.01 – З 1.3.05

## ПЕРЕЧЕНЬ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

### В ЧАСТИ 1 МЕЖДИСЦИПЛИНАРНОГО КУРСА МДК 01.01. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО БУРЕНИЮ, КРЕПЛЕНИЮ, ИСПЫТАНИЮ И ОСВОЕНИЮ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

№ п/п	Название задания	Кол-во часов при очной форме обучения	Проверяемые результаты обучения (Код З/У/Н)		
<b>2 КУРС ВТОРОЙ СЕМЕСТР</b>					
1	<b>Практическое занятие № 1.</b> Сравнительный анализ установок для вращательного бурения	2	З 1.2.07 Зо 01.02 Зо 04.02 Зо 05.02	У 1.2.03 Уо 01.07 Уо 05.01	Н 1.2.01
2	<b>Практическое занятие № 2.</b> Изучение особенностей шарошечных и алмазных долот. Сравнительная оценка работоспособности долот	2	З 1.2.02 Зо 01.03 Зо 02.02 Зо 05.02	У 1.2.03 Уо 01.04 Уо 01.08 Уо 02.05 Уо 05.02	Н 1.2.02
3	<b>Практическое занятие № 3.</b> Изучение особенностей конструкции колонковых снарядов «Недра» и «Силур»	2	З 1.2.02 Зо 05.02	У 1.2.03 Уо 05.02	Н 1.2.02
4	<b>Практическое занятие №4.</b> Изучение дисперсных систем и их свойств. Определение основных показателей необработанных буровых растворов	2	З 1.2.02 Зо 01.03 Зо 02.02 Зо 04.02 Зо 05.02	У 1.2.03 Уо 01.04 Уо 01.08 Уо 02.05 Уо 04.02 Уо 05.02	Н 1.2.01 Н 1.2.05

## **Критерии оценивания практических занятий:**

### **Зачет/незачет:**

1. Полнота, правильность, точность выполнения заданий.
2. Степень осознания содержательной стороны рассматриваемых понятий.
3. Умение провести контроль и самоконтроль результатов.
4. Степень самостоятельности выполнения работы.
5. Использование имеющейся литературы по данному вопросу.

Процент оценок	Качественная оценка уровня подготовки
90 ÷ 100	отлично
80 ÷ 89	хорошо
70 ÷ 79	удовлетворительно
< 70	не удовлетворительно

## **ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1**

### **СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УСТАНОВОК ДЛЯ ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ**

#### **Цель работы:**

1. Закрепление полученных знаний по подбору необходимого оборудования в зависимости от конкретных геологических условий, а также формирование навыков работы в малых группах.
2. Систематизировать знания по типам БУ;
3. Сформировать первичные знания конструкции колонковых снарядов для отбора керна; сравнить их технологические особенности.
4. Обеспечить закрепление знаний технологии проводки глубоких и сверхглубоких скважин в различных горно-геологических условиях; методов и средств выполнения технических расчетов, графических и вычислительных работ;

#### **Формируемые компетенции:**

ПК.1.1. Выполнять комплекс работ по подготовке к бурению и по окончании бурения нефтяных и газовых скважин.

ОК 1. Выбирать способы решения задач профессиональной деятельности применительно к различным контекстам.

ОК 2. Использовать современные средства поиска, анализа и интерпретации информации и информационные технологии для выполнения задач профессиональной деятельности.

ОК 4. Эффективно взаимодействовать и работать в коллективе и команде.

#### **Задание:**

1. Изучить схему установки для бурения скважин вращательным способом, используя схему в учебнике Ю.В. Вадецкий, Бурение НГС. - М., Недра, 2019.

2. Изобразить схемы установок для ударного и вращательного способов бурения.

### Порядок составления отчета:

#### I Анализ учебно-методической литературы по теме

1. Используя учебную литературу изучить отличительные особенности буровых установок для ударного и вращательного способов бурения;

2. Изобразить схемы установок для ударного и вращательного способов бурения, включая условные обозначения.

3. Выписать отличия вращательного бурения.

#### II Выполнить расчет предложенный в задании.

Произвести расчет нагрузки на подъемный крюк, рациональное использование мощности подъёмника Азинмаш-43П. Исходные данные приведены в таблицах 1.1; 1.2.

**Ударное бурение.** Принципиальная схема ударно-канатного механического бурения изображена на рис. 1. Буровой снаряд, состоящий из долота 1, ударной штанги 2, раздвижной штанги 3 и канатного замка 4, спускается в скважину на инструментальном канате 5, который переброшен через головной ролик 7 и амортизатор 8 мачты 9, огибает стяжной 10 и направляющий 12 ролики балансирной рамы 11. При заторможенном барабане инструментальной лебедки 13, на котором закреплен конец каната, шатунно-кривошипным устройством 14, 15 балансирная рама приводится в качательное движение относительно оси направляющего ролика 12. Оттяжной ролик балансирной рамы, опускаясь, натягивает канат и поднимает снаряд над забоем.

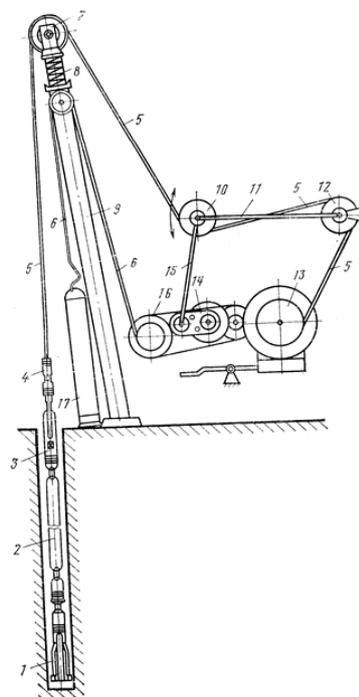


Рисунок 1.1 – Схема ударного бурения

Поднимаясь вверх, ролик 10 освобождает канат, и снаряд под собственным весом падает на забой, разрушая долотом породу. Для равномерной обработки забоя и придания скважине цилиндрической формы необходимо после каждого удара снаряд поворачивать на некоторый угол. По мере разрушения породы канат постепенно сматывают с барабана лебедки, осуществляя подачу долота вслед за продвигающимся забоем.

В процессе долбления на забое вода. При достижении определенной плотности шлама долбление породы прекращают, снаряд извлекают на поверхность инструментальной лебедкой и производят чистку скважины желонкой 17, спускаемой на желоночном канате 6 с барабана желоночной лебедки 16.

Ударно-канатное бурение применяется при разведке россыпных месторождений и вкрапленных руд цветных металлов; разведке и эксплуатации подземных вод; инженерно-геологических исследований.

Ударно-канатным способом бурят скважины глубиной до 400-500 м начальным диаметром 500-900 мм и конечным – 150 мм.

Вращательное бурение. При бурении нефтяных и газовых скважин в России применяют исключительно вращательный способ бурения. При этом способе скважина как бы высверливается непрерывно вращающимся долотом. Разбуренные частицы породы в процессе бурения выносятся на поверхность непрерывно циркулирующей струей бурового раствора или нагнетаемым в скважину воздухом или газом.

В зависимости от местонахождения двигателя вращательное бурение разделяют на роторное - двигатель находится на поверхности и приводит во вращение долото на забое при помощи колонны бурильных труб и бурение с забойным двигателем (гидравлическим или при помощи электробур) - двигатель перенесен к забою скважины и устанавливается над долотом.

Процесс бурения состоит из следующих операций: спускоподъемных работ (опускание бурильных труб с долотом в скважину до забоя и подъем бурильных труб с отработанным долотом из скважины) и работы долота на забое (разрушение породы долотом). Эти операции периодически прерываются для спуска обсадных труб в скважину, чтобы предохранить стенки скважины от обвалов и разобщить нефтяные (газовые) и водяные горизонты.

Одновременно в процессе бурения скважин выполняется ряд вспомогательных работ: отбор керна, приготовление промывочной жидкости (раствора), каротаж, замер кривизны, освоение скважины с целью вызова притока нефти (газа) в скважину и т. п.

Схема буровой для осуществления вращательного способа бурения показана на рис. 1.2.

Ротор помещается в центре буровой вышки. Бурильные трубы и ведущая труба внутри полые. Ведущая труба верхним концом соединяется с вертлюгом. Нижняя часть вертлюга, соединенная с ведущей трубой, может вращаться вместе с колонной бурильных труб, а его верхняя часть всегда неподвижна.

При глубоком бурении на буровой устанавливается до трех таких насосов.

Циркулирующий буровой раствор не только удаляет разбуриваемую породу и частицы осыпающихся пород, но и охлаждает долото, иногда способствует более эффективному разрушению породы. Одновременно буровой раствор создает противодавление на стенки скважины, чем предупреждаются прорыв пластовых флюидов, обвалообразования, а также может закупоривать и укреплять стенки за счет гидродинамического и физико-химического взаимодействия с горными породами и пластовыми флюидами. Поэтому в отличие от ударного бурения в скважину спускается

меньше обсадных колонн, причем делается это после проходки всего интервала их спуска.

Для смены изношенного долота производится подъем бурильной колонны, а затем ее спуск с новым долотом. Спуск и подъем бурильного инструмента, спуск обсадных колонн осуществляется с помощью подъемного оборудования - вышки, лебедки, полиспастовой (талевогой) системы, подъемного крюка (рис. 1.2).

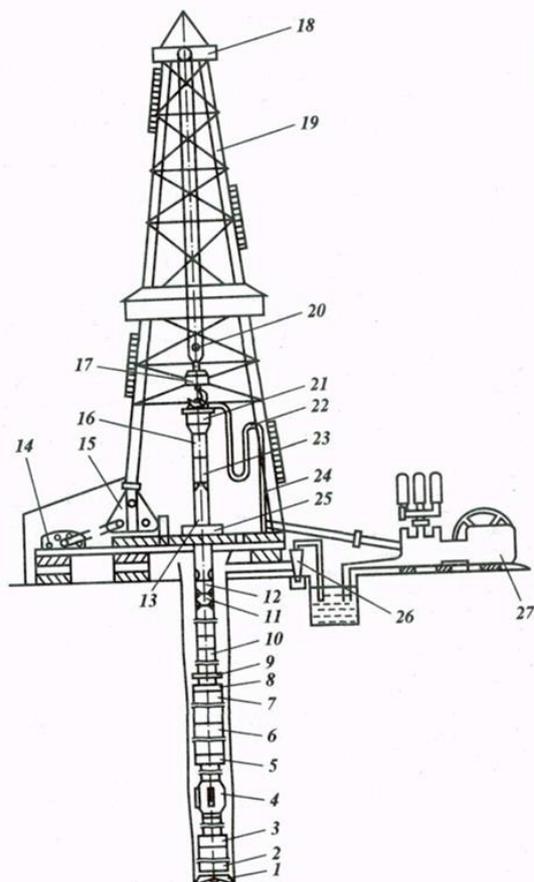


Рисунок 1.2 - Схема установки для бурения глубоких скважин роторным способом:

- 1 - долото; 2 - наддолотная утяжеленная бурильная труба;
- 3 - переводник; 4 - центратор;
- 5 - муфтовый переводник;
- 6, 7 - утяжеленные бурильные трубы; 8 - переводник;
- 9 - предохранительное кольцо;
- 10 - бурильные трубы;
- 11 - предохранительный переводник; 12, 23 - переводники штанговые, нижний и верхний;
- 13 - ведущая труба; 14 - редуктор;
- 15 - лебедка; 16 - переводник вертлюга; 17 - крюк; 18 - кронблок;
- 19 - вышка; 20 - талевый блок;
- 21 - вертлюг; 22 - шланг; 24 - стояк;
- 25 - ротор; 26 - шламоотделитель;
- 27 - буровой насос.

При спускоподъемных операциях (СПО) используются ключи и другие приспособления для свинчивания и развинчивания труб и других элементов бурильной колонны, удержания колонны на весу в процессе свинчивания и развинчивания, захвата труб и подачи их к устью (стволу ротора) или от устья для установки на специальный стол, называемый подсвечник, отводит свечу и ставит её на подсвечник. Второй помощник бурильщика, находящийся на площадке верхнего рабочего на уровне верхнего конца свечи, освобождает свечу от элеватора и заводит её верхний конец за специальную консольную балку-палец. Бурильщик опускает порожний элеватор для захватывания им бурильной колонны.

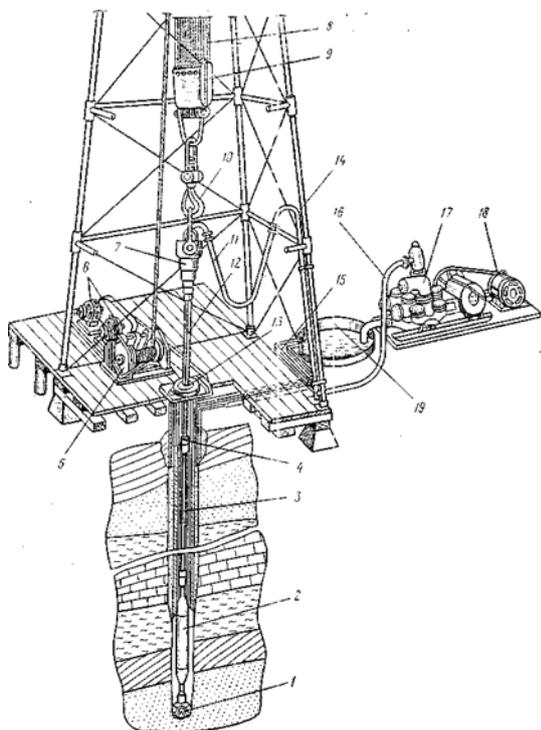


Рисунок 1.3 – Схема установки для бурения ГЗД:

- 1-долото; 2- гидравлический забойный двигатель;
- 3-бурильная труба;
- 4- бурильный замок; 5- лебедка;
- 6- двигатели лебедки и ротора;
- 7- вертлюг; 8-талевый канат;
- 9- талевый блок; 10- крюк;
- 11- буровой шланг;
- 12-ведущая труба; 13-ротор;
- 14- вышка; 15-желоба;
- 16- обвязка насоса;
- 17- буровой насос; 18-двигатель насоса; 19- приемный резервуар (емкость)

### Методические указания к расчету:

Таблица 1.1 - Исходные данные к расчету

Параметры	Варианты						
	1	2	3	4	5	6	7
Глубина подъема труб L, м	4000	4530	4720	5013	5124	5203	4125
Вес 1 м. трубы q, Н	95,5	136,5	69,8	44,5	157	103	95,5
Вес подвижной части талевой системы Q <sub>п</sub> , кН	5	6	7	5	7	8	5
Длина одного колена труб l, м	16	10	8	9	11,5	12	10
КПД талевой системы η	0,79	0,84	0,88	0,82	0,85	0,86	0,84

Таблица 1.2 - Исходные данные к расчету

Параметры	Варианты							
	8	9	10	11	12	13	14	15
Глубина подъема труб L, м	5271	5284	5308	5400	3750	3025	2800	2950
Вес 1 м. трубы q, Н	95,5	69,8	157	44,5	136,5	95,5	33,1	69,8
Вес подвижной части талевой системы Q <sub>п</sub> , кН	6	5	8	7	5	8	9	10
Длина одного колена труб l, м	10	12	12	16	10	8	11,5	6
КПД талевой системы η	0,84	0,89	0,86	0,85	0,9	0,86	0,83	0,82

Перед решением задачи все величины перевести в систему СИ.

1. Определить вес груза на крюке по формуле:

$$Q = q \cdot L + Q_{п}, Н \quad (1.1)$$

- где **q** - вес одного метра труб, Н;  
**L** - глубина подъема труб, м;  
**Q<sub>п</sub>** - вес подвижной части талевой системы, кН.

2. Число струн оснастки талевого каната можно определить по величине усилия развиваемого на первой скорости (после определения величины округлить до целых):

$$K = \frac{Q}{P_1 \cdot \eta} \quad (1.2)$$

где  $Q$  - вес груза на крюке, Н;  
 $P_1$  - тяговое усилие, развиваемое подъемником на первой скорости, Н;  
 $\eta$  - КПД талевой системы.

Таблица 1.3 - Техническая характеристика подъемника АЗИНМАШ-43П

Скорость подъёма	Частота вращения барабана n, об\мин	Тяговое усилие Р, кН	Средняя скорость намотки на барабан, м\с
1	35	73,5	0,88
2	58,3	44,5	1,46
3	96	27	2,42
4	159	16,3	7,0

3. Определить число колен труб, которое следует поднимать на каждой скорости, причём безразмерный коэффициент А считать для тягового усилия, развиваемого подъемником на каждой скорости (1,2,3,4) (см. табл. 1.3):

$$A = \frac{k \cdot \eta}{q \cdot l} \cdot P_1 \quad (1.3)$$

$$B = \frac{Q_{\Pi}}{q \cdot l} \quad (1.4)$$

На первой скорости:

$$z_1 = A_1 \frac{n_1}{n_1} - B \quad (1.5)$$

где  $A$  - безразмерный коэффициент, рассчитываемый для каждой скорости;  
 $n_1$  - частота вращения барабана на первой скорости, об\мин.

На второй скорости:

$$Z_2 = A_2 \frac{n_1}{n_2} - B \quad (1.6)$$

На третьей скорости:

$$Z_3 = A_3 \frac{n_1}{n_3} - B \quad (1.7)$$

На четвертой скорости:

$$Z_4 = A_4 \frac{n_1}{n_4} - B \quad (1.8)$$

- где  $n_2$  - частота вращения барабана на второй скорости, об\мин;  
 $n_3$  - частота вращения барабана на третьей скорости, об\мин;  
 $n_4$  - частота вращения барабана на четвертой скорости, об\мин.

$$Z = \frac{L}{l} \quad (1.9)$$

- где  $l$  - длина одного колена труб, м;  
 $L$  - глубина подъема труб, м.

5. Для рационального использования всех скоростей подъемника необходимо переходить на пониженные скорости подъема лишь после достижения максимально допустимых нагрузок при более высоких скоростях:

- На первой скорости:  $z_1 - z_2$  колен;  
на второй скорости:  $z_2 - z_3$  колен;  
на третьей скорости:  $z_3 - z_4$  колен;  
на четвертой скорости: остальные.

**Контрольные вопросы:**

1. Назвать наземное оборудование БУ.
2. Перечислите составные элементы компоновки низа буровой колонны.
3. В чем заключается отличие роторного способа бурения от турбинного?
4. Перечислить механизмы необходимые для проведения СПО.
5. Исходя из чего, выбирают способ бурения скважин?

**Выводы.**

## **ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2**

### **ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ШАРОШЕЧНЫХ И АЛМАЗНЫХ ДОЛОТ.**

#### **СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ ДОЛОТ**

**Цель работы:**

1. Изучить конструкцию шарошечных и алмазных долот; сравнить их технологические особенности.
2. Обеспечить закрепление технологии проводки глубоких и сверхглубоких скважин в различных горно-геологических условиях, методы и средства выполнения технических расчетов, графических и вычислительных работ;
3. Приобрести умение определять технологию проводки глубоких и сверхглубоких скважин в различных горно-геологических условиях; умения, оформлять необходимую техническую и технологическую документацию в соответствии с действующими нормативными

документами;

4. Сформулировать критерии работоспособности долот; сравнить их технологические особенности.

**Порядок работы:**

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Выполнить опорный конспект по плану:
  - 2.1. Выписать показатели работы долот;
  - 2.2. Составить схему, отражающую классификацию шарошечных долот.
  - 2.3. Записать таблицу 2.3.
  - 2.4. Используя таблицу 2.4, согласно варианта, выписать литологическую характеристику разбуриваемых пород (исходные данные табл. 2.1).
  - 2.5. Расшифровать типы шарошечных долот (табл. 2.2).
  - 2.6. Зарисуйте любой эскиз алмазного долота на выбор.
  - 2.7. Выписать показатели отработки долот (нечетные варианты табл.2.5); (четные варианты табл. 2.6).
  - 2.8. Составить описание конструкции долота по схеме (рис. 2.6).
  - 2.9. Зарисовать схему долота PDC (рис. 2.7)
  - 2.10 Записать отличительные особенности долот типа PDC.
4. Сделать вывод по работе.
5. По контрольным вопросам и по таблице 2.7 подготовиться к защите.

Таблица 2.1 - Исходные данные по вариантам

Группа пород	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
М	*		*	*			*			
МЗ		*			*			*		*
МС			*	*		*	*			
МСЗ	*					*		*	*	
С		*			*		*			*
СТ			*	*				*	*	
Т	*				*	*	*		*	
ТКЗ			*			*		*	*	*
К		*		*						*
ОК	*	*			*					*
Группа пород	Номер варианта									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
М		*					*		*	
МЗ	*				*	*		*		*
МС		*			*			*	*	
МСЗ	*		*				*	*		
С	*			*	*		*		*	
СТ	*			*		*				*
Т		*	*	*						*
ТКЗ		*	*				*	*		
К				*		*				
ОК			*		*	*			*	*

Таблица 2.2 - Исходные данные по вариантам

Вариант	Шифр долота	
1	190.5 МС-ГАУ-R-92	190.5 МЗ-ГНУ--R-28
2	190.5 МС-ГН---R-64	190.5 МЗ-ГАУ--R-61
3	190.5 М-ГАУ---R-65	190.5 МСЗ-ГНУ-R-31
4	190.5 М-ГН---- R-22	190.5 МСЗ-ГАУ-R-24
5	161.0 М-ГАУ---R-98	190.5 СЗ-ГНУ---R-46
6	158.7 М-ГАУ---R-169	190.5 СЗ-ГАУ---R-27
7	190.5 С-ГНУ--- R-55	I 190.5 СЗ-АУ
8	190.5 СТ-ГН--- R-21	190.5 ТЗ-ГНУ---R-29
9	190.5 Т-ГНУ--- R-25	190.5 ТЗ-ГАУ---R-60
10	200.0 М-ГАУ --R-133	190.5 К-ГНУ---R-30
11	200.0 М-ГАУ --R-97	190.5 К-ГАУ---R-33
12	215.9 М-ГН R-156	222.3 МЗ-ГАУ-R-70
13	215.9 М-ГАУ---R-54	244.5 МСЗ-ГНУ-R-12
14	215.9М-ГАУ--R-54М	244.5МСЗ-ГАУ-R-113
15	215.9 М-ГАУ---R-176	250.8 МЗ-ГАУ-R-132

### Краткие теоретические сведения:

#### 1 ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ДОЛОТА (показатели бурения скважины):

*Проходка на долото*,  $h$  (м) – количество метров, пробуренных данным долотом от начала разрушения породы на забое до момента окончания его работы по углублению скважины;

*Время механического бурения*,  $t$  (ч) - количество часов работы долота при разрушении породы на забое;

*Механическая скорость проходки* - количество метров, пройденных данным долотом за единицу времени механического бурения.

Механическая скорость проходки характеризует интенсивность разрушения породы на забое. Изменение текущей механической скорости связано с изнашиванием долота, чередованием пород по твердости, изменением режимных параметров в процессе отработки долота. Снижение механической скорости проходки свидетельствует о необходимости подъема долота;

*Рейсовая скорость бурения*, (м/ч) – количество метров, пройденных данным долотом за единицу суммарного времени механического бурения, спуско-подъема долота и вспомогательных работ.

Эксплуатационные затраты на 1 м проходки (стоимость 1 м проходки), руб/м. - (стоимость одного метра проходки) равняются сумме стоимости долота, а также всех расходов, необходимых для углубления скважины в данном интервале бурения, отнесенных к длине этого интервала. Расходы, необходимые для углубления скважины, выражаются в величине стоимости 1 часа работы буровой установки по затратам, зависящим от времени.

*Проходка за рейс долота* ( $h_p$ ) – количество метров, пробуренных данным долотом от начала разрушения породы на забое до момента окончания его работы по углублению скважины и подъема долота на

поверхность, с целью его повторного использования для бурения. Обычно для шарошечных долот  $h = h_p$ . Для алмазных долот  $h = \sum h_p$ .

## 2 КЛАССИФИКАЦИЯ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ

2.1 По конструкции шарошечные долота делятся на: По количеству шарошек: одношарошечные, двухшарошечные, трехшарошечные.

По расположению и конструкции промывочных или продувочных отверстий:

**Ц** - долото с центральной промывкой

**Г** - долото с боковой промывкой.

**П** - долото с центральной продувкой

**ПГ** - долото с боковой продувкой. По конструкции опор шарошек:

**В** - на подшипниках качения.

**Н** - на одном подшипнике скольжения (остальные подшипники качения)

**У** - герметизация опоры с маслонаполнением

**А** - на двух или более подшипниках скольжения.

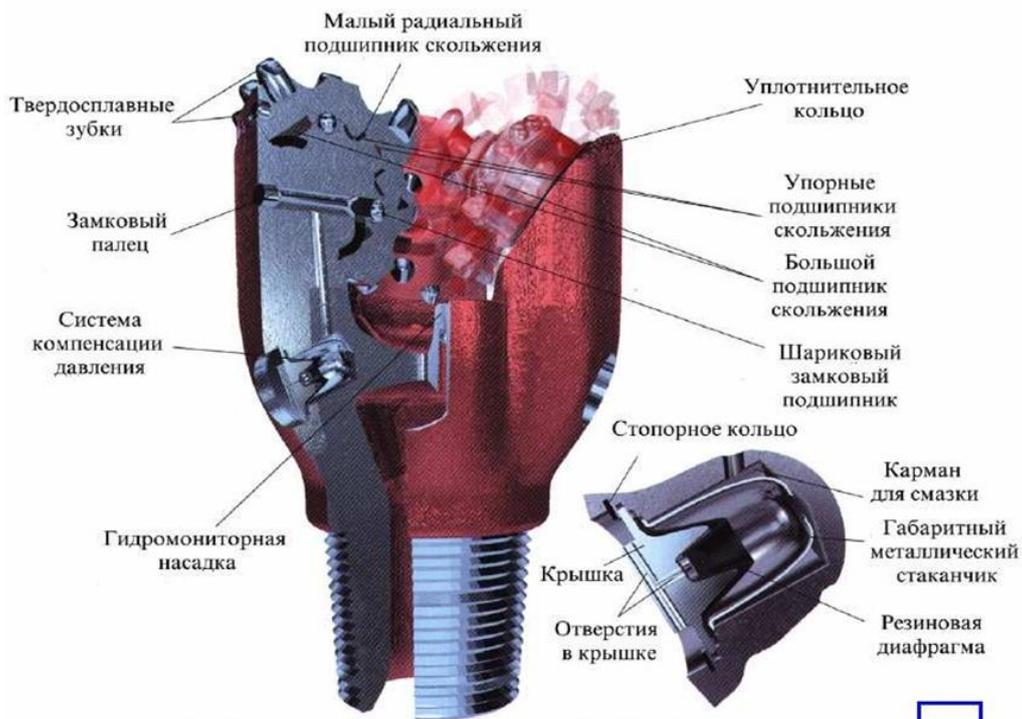


Рисунок 2.1 - Низкооборотное долото серии АУ производства АО «Волгабурмаш» для бурения ротором и низкооборотным ЗД (до 150 об/мин)

Литерами **А** маркируются долота для низкооборотного бурения (до 150 об/мин),

**Н** - для среднеоборотного бурения (от 150 до 400 об/мин),

**В** - для высокооборотного бурения (более 400 об/мин). Пример маркировки:

**Ш 215.9 МЗГВ** - долото трехшарошечное, диаметром 215.9 мм, для бурения мягких абразивных пород, с боковой промывкой, для высокооборотного бурения

**Ш 295.3 МСГАУ** - долото трехшарошечное, диаметром 295.3 мм, для бурения мягких пород с прослойками средних, с боковой промывкой, для низкооборотного бурения (А - все подшипники скольжения), с герметизированными маслonaполненными опорами.

**К 139.7/52 ТКЗ** - долото для отбора керна диаметром 139.7 мм, диаметр выносимого керна 52 мм, для бурения твердых абразивных пород с пропластками крепких.

В обозначении бурильных головок перед диаметром:

**К** - для керноприемных устройств без съемного керноприемника, тип резьбы – муфта;

**КС** - для керноприемных устройств со съемным керноприемником, тип резьбы – ниппель.

Таблица 2.3 - Условия применения шарошечных долот

Группа пород	Категория пород по буримости	Тип долот
Мягкие	II	М
Средние	III	М, МС
	IV	С, СТ, МСЗ
Твердые	V	СТ, Т, МСЗ
	VI	Т, ТК, СЗ, ТЗ
Крепкие	VII	ТК, ТЗ
	VIII	ТКЗ
Очень крепкие	IX	К, ТКЗ
	X	К, ОК,
	XI	ОК
	XII	-

Таблица 2.4

Тип долота	Литологическая характеристика разбуриваемой породы
<b>М</b>	Глины плотные, слоистые и неслоистые, известковистые и неизвестковистые, часто песчаные и слюдяные, иногда с пиритом и конкрециями сидеритов, с прослоями рыхлых глинистых песчаников и алевролитов, глинистых слюдяных мергелей и известняков. Глины с прослоями мелкозернистого песка и вулканического пепла. Известняки и ракушечники.
<b>МЗ</b>	Переслаивание плотных глин, алевролитов, глинистых или карбонатных песчаников и мергелистых известняков. Чередование аргиллитов известковистых и неизвестковистых, алевролитов, песчаников разнозернистых кварцевых с известково-ангидритовым цементом, глинистых сланцев. Известняки органогенные с прослоями разнозернистых песчаников, слюдяных глин и алевролитов
<b>МСЗ</b>	Глины пестроцветные и алевролиты с прослоями известняков. Чередование аргиллитов известковистых и неизвестковистых с алевролитами и песчаниками разнозернистыми, известковистыми, кварцевыми, слабослюдяными. Аргиллиты, алевролиты, песчаники различного состава с прослоями песчаных доломитов. Конгломераты разногалечные, местами крупновалунные, с прослоями песчаников и глин. Известняки органогенные, глинистые, доломитизированные с прослоями доломитов, мергелей, ангидритов или аргиллитов. Переслаивание песчаников разнозернистых,

	кварцевых, глинистых, плотных аргиллитов, иногда известковистых, местами переходящих в мергель; аргиллитов тонкослоистых, кварцевых, глинистых
<b>С</b>	Известняки и доломиты пелитоморфные мелкокристаллические, местами брекчиевидные, слабодолмитизированные; известняки ракушечники; мел писчий. Глины плотные, тонкослоистые, опоковидные, аргиллитоподобные, алевролитистые, известковистые, слюдистые, иногда загипсованные. Аргиллиты слоистые, известковистые; мергели песчанистые. Песчаники различной плотности, разнозернистые, часто известковистые и глинистые; алевролиты плотные и рыхлые, слюдистые, известковистые. Конгломераты разногалечные, местами крупновалунные. Каменная соль крупнокристаллическая, с прослоями глин, ангидритов, доломитов, известняков
<b>СТ</b>	Известняки и доломиты разнозернистые, иногда брекчиевидные, неравномерно глинистые, участками окремнелые. Переслаивание глин алевролитистых, алевролитов, песчаников слабосцементированных, аргиллитов известковистых, ангидритов, гипсов, мергелей. Каменная соль крупнокристаллическая, с прослоями глин, мергелей, ангидритов, доломитов
<b>СЗ</b>	Известняки органогенно-обломочные, местами перекристаллизованные, иногда доломитизированные, с прослоями аргиллитов. Переслаивание плотных глин, иногда аргиллитоподобных, в различной степени песчанистых, известковистых, загипсованных с песчаниками разнозернистыми, кварцевыми, известковистыми, глинистыми, аргиллитами слюдистыми, иногда окремнелыми, алевролитами кварцевыми, песчанистыми, известковистыми
<b>Т</b>	Известняки мелко- и тонкозернистые, местами перекристаллизованные, часто доломитизированные, в различной степени окремнелые. Доломиты мелко- и тонкозернистые, пелитоморфные, плотные, иногда массивные, загипсованные, ангидритизированные. Переслаивание глин и глинистых сланцев песчанистых, слюдистых, алевролитов кварцевых, глинистых и песчаников разнозернистых, кварцевых, полимиктовых, слюдистых. Встречаются конгломераты и гравеллиты.
<b>ТЗ ТКЗ</b>	Известняки органогенные, тонкозернистые, пелитоморфные, участками окремнелые, доломитизированные. Доломиты мелко- и тонкозернистые, участками окремнелые, с включениями гипса. Аргиллиты иногда окремнелые. Алевролиты и песчаники мелкозернистые, кварцевые. Роговики, андезиты, андезитобазальты.
<b>К</b>	Известняки и доломиты окремнелые
<b>ОК</b>	Алевролиты тонкослоистые. Сланцы углисто-глинистые, филлитизированные. Песчаники кварцевые, кварцитовидные. Андезиты, андезитобазальты

### 3. УСТРОЙСТВО АЛМАЗНЫХ ДОЛОТ

Рассмотрим устройство алмазного долота (рис. 2.2).

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 (рис. 2.2, а); ступенчатые – ДК (рис. 2.2 б); лопастные – ДЛ (рис. 2.2 в); зарезные – ДВ (рис. 2.3 г); импрегнированные – ДИ (рис. 2.2 д);

с уменьшенной рабочей поверхностью - ДУ (рис. 2.2 е).

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.

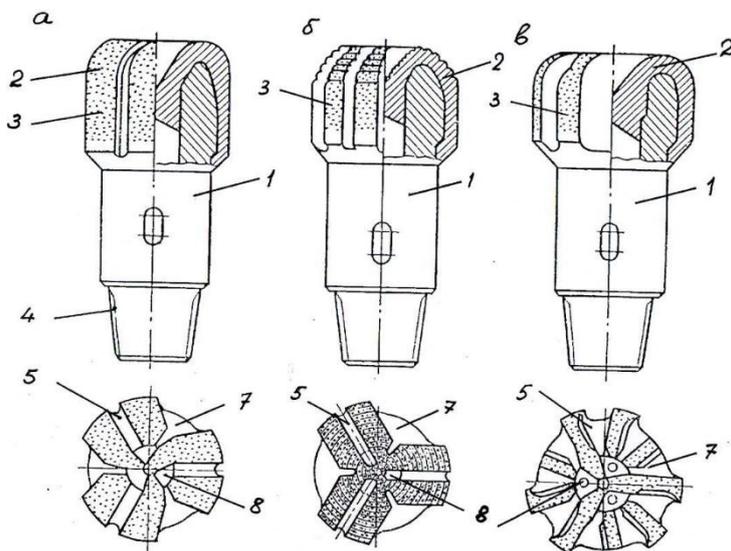


Рисунок 2.2 (а, б, в) - Устройство алмазного долота

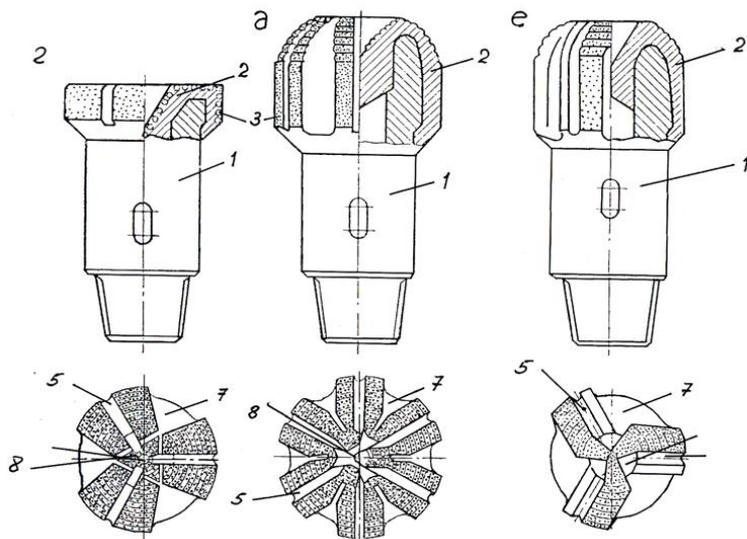


Рисунок 2.2 (г, д, е)- Устройство алмазного долота



Рисунок 2.3 –  
Долото с натуральными  
алмазами



Рисунок 2.4 -  
Импрегнированное  
долото



Рисунок 2.5 -  
Импрегнированные с  
горячепрессованными  
вставками

Таблица 2.6 - Показатели отработки долот по типоразмерам за 9 месяцев

Диаметр долота, мм	Тип	Интервал бурения,		Глубина бурения, м.	Время бурения ч.	Кол- во долот, шт.	Средняя проходка, h <sub>CP</sub> , м	Среднее время бурения интервала, t <sub>CP</sub> , ч.	Средняя скорость бурения
		от	до						
555	М-ЦВ	0	80	736	17,1	2	368	8,55	43,04
393,7	С-ЦГВУ R-357	75	510	1402	41,87	3	467,33	13,96	33,48
393,7	С-ЦГВУ R-167	70	515	2945	72,25	6	490,83	12,04	40,76
295,3	М-ГНУ-R-85	503	1144	3106	117,26	12	258,83	9,77	26,49
295,3	МС3-ГНУ-R-37	505	1113	1978	87,48	7	282,57	12,5	22,61
295,3	FD248 SM-A33	784	1130	939	27,78	1	939	27,78	33,8
215,9	С-ГВУ R-190	1080	1674	2546	88,43	9	282,89	9,83	28,79
215,9	М3-ГАУ R-440	1867	2800	530	77,5	1,4	378,57	55,36	6,84
215,9	МС-ЦГАУ R-442	2368	2870	489	58,08	2	244,5	29,04	8,42
215,9	М-ЦГАУ R-443	1555	2575	515	58,01	2	257,5	29,05	8,86
215,9	М3-ГВУ R-206	1080	2983	5102	294,65	2	286,63	16,55	17,32
215,9	М3-ГАУ R-233 А-2	1983	3034	3510	385,8	17,8	501,43	55,11	9,1
215,9	FD 355 МА 16	1515	4505	4505	374,1	2	2252,5	187,05	12,04
<b>Итого</b>		<b>0</b>	<b>3034</b>	<b>28303</b>	<b>1700,4</b>	<b>72,2</b>	<b>392,01</b>	<b>23,55</b>	<b>16,64</b>

Таблица 2.7 - Показатели отработки долот по скважине № 1054 Верхне Колик-Еганского месторождения

Диаметр долота, мм	Тип	Интервал бурения,		Глубина бурения м.	Время бурения ч.	Кол- во долот, шт.	Средняя проходка, h <sub>ср</sub> , м	Среднее время бурения интервала, t <sub>ср</sub> , ч.	Мех. скорость бурения V <sub>мех</sub>
		от	до						
555	М-ЦВ	0	72	72	1,1	0,25	288	4,4	67
393,7	С-ЦГВУ R-167	75	100	28	0,8	0,1	280,00	8	37
393,7	С-ЦГВУ R-167	100	228	126	3,2	0,2	640	16	39
393,7	С-ЦГВУ R-167	228	515	267	8,4	0,5	574	16,8	34,2
295,3	М-ГНУ-R-85	515	560	45	0,9	0,1	450	9	50
295,3	М-ГНУ-R-85	560	714	154	4,4	0,5	308	8,8	35
295,3	МСЗ-ГНУ R-37	714	1038	324	17,9	1	324	17,9	18,1
295,3	М-ГНУ R-85	1038	1144	106	4,2	0,4	265	10,5	24,3
215,9	С-ГВУ R 190	1144	1536	392	7,3	1	392	7,3	53,7
215,9	С-ГВУ R 190	1536	1549	13	2	0,1	130	20	6,5
215,9	С-ГВУ R-190	1549	1674	125	3,2	0,9	138,89	3,56	39
215,9	МЗ-ГВУ R-206	1674	1850	176	8,6	1	176	8,6	20,5
215,9	FD 355 MA 16	1850	2332	482	34,5	0,3	160,6	115	14
215,9	FD 355 MA 16	2332	2638	306	18,5	0,2	153	92,5	16,5
215,9	МЗ-ГАУ R-440	2638	2800	162	26,8	0,4	405	67	6
215,9	FD 355 MA 16	2800	2877	77	13,5	0,03	256,66	450	5,7
<b>Итого</b>		<b>0</b>	<b>2877</b>	<b>2877</b>	<b>155,3</b>	<b>6,98</b>	<b>412,18</b>	<b>22,25</b>	<b>18,53</b>

#### 4. ОПИСАТЬ УСТРОЙСТВО ДОЛОТА, ВКЛЮЧАЯ КОНСТРУКЦИЮ ПРОМЫВОЧНЫХ КАНАЛОВ.



Рисунок 2.6- Схема долот

#### 5. СРАВНЕНИЕ ДОЛОТ ШАРОШЕЧНЫХ И АЛМАЗНЫХ ТИПА PDC



С – наличие скола зубьев, выпадения или скола твердосплавных зубков;

Их количество в процентах записывается в скобках (%).

\*С(20) Р – пример.

Р - при закруглении зубьев периферийных венцов П – износ опоры (хотя бы одной шарошки)

\*П1 – износ небольшой (тела качения не обнажены): “качка” торца шарошки (радиальный люфт относительно оси цапфы) невелика

Д<sub>дол</sub> 216 мм - 0 – 2 мм, более - 0 – 4 мм.

\*П2 – износ средний (тела качения обнажены): “качка” торца шарошки большая

Д<sub>дол</sub> 216 мм - 2 – 5 мм, более - 4 – 8 мм.

\*П3 – износ большой: “качка” торца шарошки значительная (значительный износ или разрушение части тел качения, имеется опасность их выпадения):

Д<sub>дол</sub> 216 мм - более 5 мм, более - более 8 мм

Заедание шарошки при вращении от руки.

\*П4 – “отказ” разрушение и поворот роликов; разрушение шариков, козырьков лап и тыльной части шарошек с выпадением тел качения; возникновение трещин и “лысок” на шарошках

У – повреждение узла герметизации маслonaполненной опоры (выход из строя уплотнения или его выпадение), количество поврежденных узлов указывается в скобках.

\*У (3)-пример.

К – заклинивание шарошек, их число указывается в скобках

\*К (2)-пример

Г – повреждение гидромониторного узла (размыв гнезда, выпадение насадок), количество поврежденных узлов указывается в скобках.

\*Г(3)-пример. А – аварийный износ:

• Ав – поломка и оставление вершины шарошки.

• Аш – поломка и оставление шарошки.

• Ас – поломка и оставление секций (лап).

• Ац – “оставление” цапфы с шарошкой на забое.

Число оставленных вершин, шарошек и лап указывается в скобках.

Д – уменьшение диаметра долота (мм)

\* Дб- пример.

Последовательность записи: вооружение; опора; аварийный износ; диаметр; гидромониторный узел; узел герметизации.

Например: долото III 215,9 С-ГНУ; ВЗС(50)РПЗК(2)Ав(1)ДЗГ(2)У1.

**Оценка отработки долот не производится:**

• при наличии ограничений или специальных требований технологического характера;

• при бурении в зонах АВПД;

• в интервалах интенсивного набора кривизны (бурение с

визированием);

- при бурении в кавернозных и осыпающихся породах;
- перед переходом на бурение другим (алмазным) долотом;
- перед интервалом отбора керна;
- при разбурировании «башмаков» обсадных колонн, «мостов» и «пробок»;
- при «зарезке» новых стволов;
- при ликвидации аварийных ситуаций, очистке забоя от шлама и металла;
- при «отказах» забойных двигателей и наземного оборудования, промывках бурового инструмента и его соединений.

#### **Контрольные вопросы:**

1. Классификация долот по конструкции промывочных устройств.
2. Преимущества шарошечных долот.
3. Что такое абразивность пород?
4. Дайте определение – индентор?
5. Каков порядок шифра алмазных долот.
6. Что является опорой в шарошечном долоте?
7. Сравнить скорость проходки шарошечным и алмазным долотами.
8. Дать определение импрегнированному долоту.
9. Отличие долот PDC.
10. В чем заключаются преимущества шарошечных долот?
11. Дайте определение терминам:
  - проходка на долото;
  - гидромониторный эффект;
  - механическая скорость бурения;
  - индентор;
  - шихта;
  - абразивность.
12. Перечислите пять факторов, влияющих на работоспособность долот.
13. Перечислите пять причин износа долот.

#### **ВЫВОДЫ.**

## **ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3**

### **ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ КОНСТРУКЦИИ КОЛОНКОВЫХ СНАРЯДОВ «НЕДРА» И «СИЛУР»**

#### **Цель работы:**

1. Сформировать первичные знания конструкции колонковых снарядов для отбора керна; сравнить их технологические особенности.
2. Обеспечить закрепление знания технологии проводки глубоких и сверхглубоких скважин в различных горно-геологических условиях;

методов и средств выполнения технических расчетов, графических и вычислительных работ;

3. Определять технологию проводки глубоких и сверхглубоких скважин в различных горно-геологических условиях; уметь оформлять необходимую техническую и технологическую документацию в соответствии с действующими нормативными документами;

4. Сформировать навыки творческого мышления и учебного труда.

#### **Порядок работы:**

1. Изучить краткие теоретические сведения.

2. Выполнить опорный конспект по плану:

2.1. Выписать причины, вызывающие разрушение керна (нечетные варианты – природные причины); (четные варианты - технологические).

2.2. Зарисовать типовую конструкцию керноотборного устройства (рис. 3.1).

2.3. Изучить принцип работы керноотборного устройства.

2.4. Записать из табл. 3.1 несколько примеров технической характеристики устройств.

3. Сделать вывод по работе.

4. По контрольным вопросам подготовиться к защите.

#### **Контрольные вопросы:**

1. Сформулировать факторы, определяющие вынос керна.

2. Охарактеризуйте область применения керноприемных устройств «Недра», «Силур», «Кембрий»; «Тенгиз».

3. Расскажите принцип работы типового керноприемного устройства.

#### **Краткие теоретические сведения:**

##### **Факторы, определяющие вынос керна**

Причины, приводящие к разрушению керна в процессе бурения и подъема инструмента, можно разделить на природные, технологические и технические.

1. К природным факторам относятся механические свойства пород, геолого - петрографическая характеристика, химический состав породообразующих минералов и условия залегания пород. С ростом прочностных свойств горных пород вынос керна, как правило, повышается. Отрицательно влияет на вынос керна высокая проницаемость пород, так как это способствует проникновению бурового раствора и его фильтрата в породы, каналы и микротрещины породы, что оказывает расклинивающее действие и ослабляет породу.

Трещиноватые и слоистые породы разрушаются от вибраций, самозаклиниваются в керноприемной трубе, ухудшая условия кернообразования и работу бурильной головки. Частое чередование пород различной прочности ухудшает условия кернообразования. Происходит преимущественное разрушение менее прочных пропластков, обычно представляющих наибольший интерес с точки зрения продуктивности. Отрицательно влияет на вынос керна и повышение абразивности пород, так

как при этом увеличивается износ колонкового инструмента. Особенно неблагоприятно сказывается на кернообразовании быстрый износ кернообразующих элементов бурильной головки, при котором происходит увеличение диаметра керна, что затрудняет проход его в керноприемную трубу.

Существенной с точки зрения выноса керна является глубина залегания пород, что связано с усложнением технологии бурения с ростом затрат времени на механическое бурение.

Температура является основным фактором, определяющим вынос керна при бурении в многолетнемерзлых породах, содержащих включения льда. В этих условиях получение полноценного керна возможно лишь при промывке жидкостью или продувке газом, имеющими отрицательную температуру.

В породах, содержащих растворимые в воде соли, определяющее значение для выхода керна имеет растворимость этих солей в буровых растворах.

2. К технологическим факторам относятся режим бурения, равномерность подачи инструмента и проходка за рейс, компоновка низа бурильной колонны, подготовка скважины к отбору керна.

С увеличением нагрузки на долото процент выноса керна как при роторном, так и при турбинном способе бурения долотами различных диаметров вначале возрастает, а затем имеет тенденцию к снижению. Уменьшение процента выноса керна при превышении предельной нагрузки объясняется продольным изгибом колонкового снаряда и работой забойного двигателя на режиме, характеризующимися вибрациями.

Максимальный вынос керна, составляющий для серийных колонковых снарядов 80 - 90 %, достигается в зависимости от диаметра бурильных головок при нагрузках 5 - 10 тонн и оборотах вала 100 - 200 об/мин.

Значительное влияние на вынос керна, особенно в слабосцементированных породах, оказывает количество и качество бурового раствора. Увеличение подачи бурового раствора  $Q$  выше определенных значений вызывает резкое снижение выноса керна как при роторном, так и при турбинном способах бурения. Для обеспечения максимального выноса керна, расход бурового раствора плотностью 1.1-1.3 г/см<sup>3</sup> должен быть в пределах 15 - 26 л/сек, плотностью более 1.3 г/см<sup>3</sup> - от 10 до 20 л/сек

Повышение вязкости и уменьшение водоотдачи способствуют повышению выноса керна.

3. К техническим факторам в первую очередь следует отнести конструкцию колонкового снаряда в целом, конструкцию бурильной головки, кернорвателей и качество их изготовления. Существенным недостатком применяемых колонковых снарядов и бурильных головок является выбуривание керна малого диаметра. Установлено, что прочность керна примерно пропорциональна кубу его диаметра. Диаметр керна

должен быть увязан с диаметром скважины.

С увеличением диаметра скважины  $D_1$  необходимо увеличивать и диаметр керна  $d_1$ .

По данным УфНИИ коэффициент кернаобразования  $Y$ , являющийся главной характеристикой колонкового снаряда, должен быть не менее 0.40.

Очень важно предохранить керн от механических воздействий в кернаприемной трубе. Это достигается большой жесткостью колонкового снаряда, хорошим центрированием его за счет применения толстостенных труб и центраторов.

Таким образом, к колонковым снарядам предъявляются следующие требования:

- обеспечение достаточной прочности керна за счет максимально возможного увеличения его диаметра;
- предохранение керна от размывающего действия потока бурового раствора как в месте кернаобразования, так и в колонковой трубе;
- устранение вращения колонковой трубы и продольного ее изгиба;
- устранение продольных и поперечных колебаний в процессе отбора керна;
- обеспечение надежности отрыва и удержание керна в колонковой трубе при подъеме инструмента;

Как показывает практика, несоблюдение хотя бы одного из этих условий резко снижает процент выноса керна.

#### **Кернаприемные устройства**

• межремонтный период КТД4С-172 составляет 30 часов. В объединении «Мегионнефтегазгеология» в среднем расходовали 1,5 кернаотборных 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 кернаотборные 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 кернаотборные 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 кернаотборных

устройств включает УКР-114/52, УКР-146/80.

- Серии «Генгиз», предназначенных для отбора керна в условиях наличия нефтегазоводопроявлений и поглощений буровых растворов. Представлена одним типом устройства УКР-185/100.

Благодаря головке достигается регулирование зазора между башмаком кернорвателя и бурильной головкой без подъема керноприемной трубы 4. Узел шарикоподшипника 2 позволяет предотвращать вращение керноприемной трубы 4 с кернорвателем 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 керноотборном устройстве обратной промывки. Это конструктивное решение позволяет повысить вынос керна за счет предотвращения заклинивания 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.

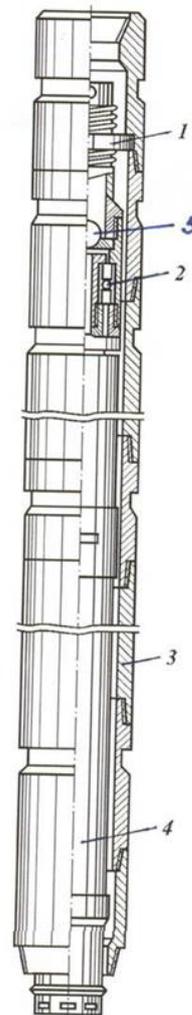


Рисунок 3.1 – Схема керноотборного устройства

Таблица 3.1 – Керноотборные устройства

Серия и шифр керноотборного инструмента	Наружный диаметр корпуса, мм	Диаметр бурильной головки, мм	Диаметр керна, мм	Количество секций, шт.	Длина устройства, мм	Длина керноприемника, мм	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8
УКР-122/52 <b>(Недра)</b>	122	139.7	52	3	18190	16200	1000
УКР-138/67 <b>(Недра)</b>	138	158.7	67	2	15943	13775	1010
УКР-164/80 <b>(Недра)</b>	164	187.3 и 212.7	80	2	15635	14300	1569
УКР-203/100 <b>(Недра)</b>	203	269.9 и 295.3	100	2	16210	14835	2300
УКР-240/100 <b>(Недра)</b>	240	269.9 и 295.3	100	2	16210	14835	2300

1	2	3	4	5	6	7	8
УКР-122/67 (Кембрий)	122	139.7	67	1	7190	6150	400
УКР-172/100 (Кембрий)	172	187.3 и 212.7	100	2	15900	14315	1480
УКР-114/52 (Силур)	114	139.7	52	1	8695	6860	380
УКР-146/80 (Силур)	146	187.3 и 212.7	80	1	8937	6664	620
УКР-185/100 (Тенгиз)	185	212.7	100	2	15727	14200	1530

## **ВЫВОДЫ.**

### **ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №4**

#### **ИЗУЧЕНИЕ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ И ИХ СВОЙСТВ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НЕОБРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

##### **Цель работы:**

1. Сформировать умение оформлять необходимую техническую и технологическую документацию в соответствии с действующими нормативными документами, определять свойства буровых и тампонажных растворов;

2. Изучить структуру и содержание дисперсных систем, методику определения основных показателей БР;

3. Сформировать навыки классификации дисперсных систем (ДС), навыки определения плотности и вязкости.

##### **Порядок работы:**

1. Изучить краткие теоретические сведения.

2. Выполнить опорный конспект по плану:

2.1. Выписать составные компоненты понятия дисперсной системы /ДС/;

2.2. Составить схему, отражающую содержание ДС по агрегатному состоянию.

2.3. Проанализировать табл. 4.1 и 4.2, результаты запишите в тетради.

2.4. Зарисовать приборы для определения плотности и вязкости, расписав принцип действия

3. Сделать вывод по работе.

4. По контрольным вопросам подготовиться к защите.

##### **Краткие теоретические сведения:**

**Понятие о промывочных жидкостях как о гомогенных и**

### гетерогенных дисперсных системах.

Важнейшей особенностью промывочных жидкостей служит их агрегатное состояние. Не всякая жидкость обладает удерживающей способностью по отношению к выбуренным частицам породы. Так называемая истинная жидкость не будет удерживать эти частицы, они будут оседать на забой скважины, на дно емкости, в которой хранится жидкость. Такая жидкость не обладает также и способностью к коркообразованию, она полностью будет проходить через стенки скважины в пласт.

<b>ДИСПЕРСНАЯ СИСТЕМА -</b> тело, состоящее из дисперсной фазы и дисперсионной среды		
Состоит из взвешенных частиц, малого размера	Удерживает выбуренные частицы	Способность к коркообразованию
различие между дисперсными системами определяется агрегатным состоянием фазы и среды	и дисперсионная среда, и дисперсная фаза могут быть твердыми, жидкими и газообразными	промывочные жидкости относятся к дисперсным системам, у которых дисперсионная среда представляет собой жидкость
Характерным для всех систем является существование границы раздела между частицами и средой – межфазной границы		
<b>СИСТЕМА ТРЕХФАЗНАЯ</b>		
1. Жидкая	2. Твердая	3. Газообразная
Дисперсионная среда – жидкая основа БР		Дисперсная фаза – твердые частицы в БР
Монодисперсные системы – содержат частицы дисперсной фазы одного размера		Полидисперсные - содержат частицы дисперсной фазы разных размеров /БР/
<b>СУСПЕНЗИЯ</b>	если частицы дисперсной фазы – твердые	
<b>ЭМУЛЬСИЯ</b>	если частицы жидкие (не растворяющиеся в дисперсионной среде, например частицы масла в воде)	
<b>ПЕНА</b> (азрированная жидкость)	если это частицы газа (пузырьки), (если пузырьки образованы воздухом).	
<b>ДИСПЕРГИРОВАНИЕ- процесс измельчения частиц дисперсной фазы</b>	механическое диспергирование - дробление, растирание, переминание	
	физико-химическим диспергированием – пептизацией, являющейся результатом взаимодействия дисперсионной среды и твердой фазы	

По степени дисперсности системы делятся на **высокодисперсные** (коллоидные) – величина поперечного размера частиц дисперсной фазы а находится в пределах  $10^{-5}$  –  $10^{-7}$  см-1; **тонкодисперсные** – системы с размером частиц  $10^{-2}$  –  $10^{-5}$  см-1; **грубодисперсные** – системы с размером частиц  $10^{-2}$  см-1 и больше. БР содержат грубодисперсные и коллоидные частицы. В табл. 4.1 приведена классификация дисперсных систем по степени дисперсности.

Таблица 4.1 - Классификация дисперсных систем по степени дисперсности

Группа	Частицы	$D, \text{см}^{-1}$	$a, \text{см}$
I	Коллоидные	$10^5 - 10^7$	$10^{-2} - 10^{-5}$
II	Тонкодисперсные	$>10^7$	$<10^{-7}$
III	Грубодисперсные	$<10^5$	$>10^{-5}$

По агрегатному состоянию дисперсные системы делятся на 3 группы: с газом  $G_2$ , жидкостью  $J_2$  и твердой  $T_2$  дисперсионной средой. Индексом 1 обозначается дисперсная фаза, а индексом 2 – дисперсионная среда. Возможны 9 комбинаций ДФ и ДС в различных их состояниях (табл. 4.2).

Таблица 4.2 - Классификация дисперсных систем по агрегатному состоянию ДФ и ДС

Дисперсная фаза	Дисперсионная среда	Условное обозначение	Название системы
Газ	Газ	$G_1 / G_2$	Нет
Жидкость	Газ	$J_1 / G_2$	Туман
Твердое тело	Газ	$T_1 / G_2$	Дым, пыль
Газ	Жидкость	$G_1 / J_2$	Пена
Жидкость	Жидкость	$J_1 / J_2$	Эмульсия
Твердое тело	Жидкость	$T_1 / J_2$	Коллоидные растворы (суспензия)
Газ	Твердое тело	$G_1 / T_2$	Твердые пены
Жидкость	Твердое тело	$J_1 / T_2$	Твердые эмульсии
Твердое тело	Твердое тело	$T_1 / T_2$	Твердые сплавы

В качестве БР обычно используют системы  $T_1 / J_2$ ,  $G_1 / J_2$ ,  $J_1 / J_2$ , и реже  $J_1 / G_2$ ,  $T_1 / G_2$ .

По составу дисперсионной среды буровые растворы делятся на два типа: 1) растворы на водной основе, дисперсионной средой которых является вода (пресная или морская) и рассолы солей; 2) растворы на углеводородной основе, дисперсионной средой которых является нефть «ли нефтепродукты (главным образом дизельное топливо).

Вывод:

1. Дисперсная система не является постоянной, ей свойственна неустойчивость.

2. Удельный вес твердых частиц дисперсной фазы за редким исключением выше удельного веса дисперсионной среды. Поэтому, под воздействием силы тяжести частицы дисперсной фазы должны тонуть в жидкой среде и накапливаться на дне сосуда, образуя осадок. В эмульсиях типа "масло – в воде" удельный вес дисперсной фазы ниже, и частицы должны всплывать, образуя слой масла на поверхности воды. В обоих случаях неустойчивость дисперсной системы проявляется в расслоении с образованием осадка на дне или слоя на поверхности.

3. Процесс оседания частиц на дно называется седиментацией,

4. Другим видом неустойчивости дисперсной системы является

агрегативная неустойчивость – коагуляция.

5. Процесс слипания частиц, вызванный их гидрофобностью, и называется *коагуляцией*.

6. Слипаясь частицы, образуют агрегаты. Дисперсная система оказывается неустойчивой. Эта неустойчивость, в отличие от седиментационной, называется *агрегативной*, в результате размер частиц увеличивается, и они выпадают в осадок – происходит седиментация.

Измерение основных параметров буровых промывочных жидкостей является необходимой процедурой в практике бурения скважин. Техника измерения большинства параметров достаточно проста, но недостаточное знание методики замеров может послужить причиной ошибок и неправильных рекомендаций по регулированию свойств промывочных жидкостей, что в свою очередь снижает эффективность бурения и является причиной большинства аварий при производстве буровых работ.

**Суть контроля** параметров бурового раствора заключается в том, что через определенное время из системы циркуляции отбирают заданное количество проб и выполняют измерения с помощью приборов и устройств. По результатам измерений находят средние значения параметров и в зависимости от положения этих значений относительно заданных границ принимают решение об их регулировании.

Для контроля всех упомянутых показателей буровых растворов предназначена стационарная лаборатория «Раствор-1», включающая комплект лаборанта КЛР-1, ротационный вискозиметр ВСН-2М, фильтр-пресс УИВ-2 (ФП-200), рН-метр, установки для определения смазочной способности бурового раствора СР-1, напряжение сдвига фильтрационной корки НК-1, концентрации твердой фазы и нефти ТФН-1, термообработки бурового раствора УТ-1, испытатель гидрофобных эмульсионных растворов ИГЭР-1.

#### **Измерение плотности бурового раствора.**

Для измерения плотности промывочных жидкостей используют ареометр АБР-1, рычажные весы-плотномер ВРП-1, пикнометр, плотномеры АВП-1, ПП-1, индикатор плотности или их импортные аналоги.

Ареометр АБР-1 (рис. 4.1) состоит из съемного груза 1, полиэтиленовой заглушки 2, металлического балласта 3, мерного стакана 4, крышки 5 и доньшка 6 поплавка, стержня 7 с нанесенными на нем основной и поправочной шкалами, пробки 8 и ведра 9.

Отделить доньшко поплавка от мерного стакана, доньшко и стакан промыть водой и насухо вытереть.

Налить в ведро чистую воду (пресную или морскую), имеющую температуру  $20 \pm 5$  °С. Уровень воды в ведре с погруженным в нее ареометром должен находиться не более чем в 5 мм от края ведра.

В мерный стакан ареометра налить воду из ведра, в котором производится замер, стакан при этом держать вертикально. Соединить доньшко со стаканом поворотом до упора. Погрузить ареометр в ведро и вращением стержня согнать воздушные пузырьки. При стабильном

положении прибора и прочесть и записать показания и знак + или – поправки по поправочной шкале.

Поднять прибор, отсоединить стакан от доньшка и вылить воду в ведро. Протереть внутреннюю часть стакана от капель воды. Залить в мерный стакан ареометра предварительно перемешанную пробу промывочной жидкости, соединить стакан с доньшком. Тщательно смыть водой излишки промывочной жидкости с поверхности ареометра.

Погрузить ареометр в ведро с водой, вращением стержня согнать пузырьки воздуха и по делению основной шкалы, до которого ареометр опустится в воду, прочесть значение плотности промывочной жидкости. При надетом калиброванном грузе отсчет брать по левой шкале с оцифровкой от 800 до 1700 кг/м<sup>3</sup>.

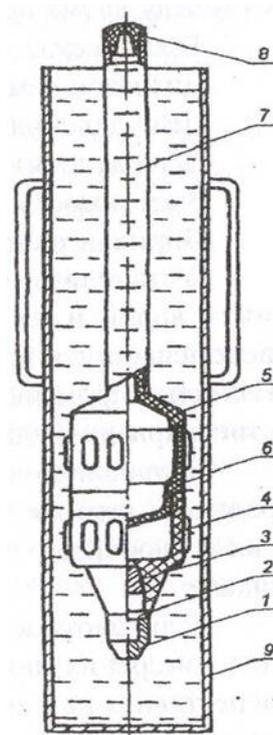


Рисунок 4.1 – Ареометр АБР – 1

Если ареометр при надетом калиброванном грузе погрузится так, что шкала окажется под уровнем воды в ведре, то следует снять груз и отсчет брать по правой части основной шкалы с оцифровкой от 1700 до 2600 кг/м<sup>3</sup>

Опыт повторить три раза, затем определить среднее значение плотности промывочной жидкости.

#### **Измерение вязкости бурового раствора.**

Для измерения условной вязкости используют вискозиметр ВБР-1, который состоит из мерной кружки и воронки.

Воронку вискозиметра и мерную кружку промыть водой. Подготовить пробу промывочной жидкости, тщательно перемешать ее и, закрыв отверстие трубки пальцем правой руки, через сетку залить исследуемую жидкость в воронку до перелива.

Подставить мерную кружку под трубку вискозиметра. Убрав палец, открыть отверстие трубки и одновременно левой рукой включить секундомер.

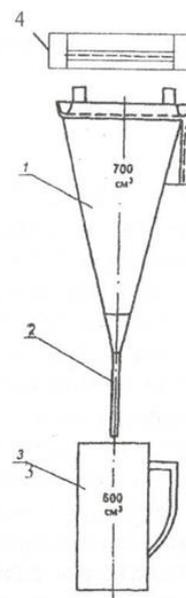


Рисунок 4.2 – Вискозиметр ВБР-1

В момент заполнения кружки до краев промывочной жидкостью остановить секундомер, закрыть отверстие трубки пальцем и прочесть показания секундомера.

За условную вязкость промывочной жидкости принимается среднее значение результатов трех измерений, отличающихся между собой не более чем на 2 с.

После каждого измерения мерную кружку необходимо ополаскивать водой.

В практике получила распространение оценка текучести буровых растворов с помощью малой воронки, которая снабжена трубкой длиной 20 мм и внутренним диаметром 4 мм. Условная вязкость по малой воронке, обозначаемая  $T_{100}$ , оценивается временем истечения  $100 \text{ см}^3$  бурового раствора из  $200 \text{ см}^3$  промывочной жидкости, залитой в воронку.

### **ВЫВОДЫ.**

#### **Контрольные вопросы:**

1. Что такое дисперсные системы?
2. Дайте определение дисперсной фазы и дисперсионной среды
3. Назовите отличие между ДС
4. Назовите отличия монодисперсных и полидисперсных систем
5. Что такое коагуляция, седиментация?
6. Какие основные функции выполняет буровой раствор при промывке скважины?
7. Определение истинного и дисперсного раствора.

## **ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМЫХ УЧЕБНЫХ ИЗДАНИЙ, ИНТЕРНЕТ-РЕСУРСОВ**

#### *Основная литература:*

1. Коршак А. А. Нефтегазопромысловое производство: введение в специальность: учеб. пособие для вузов. - Ростов-на-Дону, Феникс, 2021. – 350 с.

2. Б. В. Покрепин, Е.В. Дорошенко, Г.В. Покрепин. Специалист по ремонту нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. – Ростов-на-Дону, Феникс, 2019. – 284 с.

3. Ежов И. В. Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин: учеб. пособие. – Ростов-на Дону: Феникс, 2019. – 283 с. – (среднее профессиональное образование).

#### *Интернет-ресурсы:*

1. Храменков В. Г. Автоматизация управления технологическими процессами бурения нефтегазовых скважин: учеб. пособие для СПО / В. Г. Храменков. — Москва: Издательство Юрайт, 2019. - 415 с. - (Серия: Профессиональное образование). [Электронный ресурс; Режим доступа <https://www.biblio-online.ru>].

2. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для нач. про. Образования /Ю.В. Вадецкий. - 7-е изд., стер. – М.: ИЦ «Академия», 2018. – 352с. [Электронный ресурс; Режим доступа <http://www.academia-moscow.ru>]

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.....</b>	<b>3</b>
<b>ПЕРЕЧЕНЬ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ.....</b>	<b>4</b>
<b>ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №1.....</b>	<b>5</b>
<b>ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №2.....</b>	<b>11</b>
<b>ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №3.....</b>	<b>22</b>
<b>ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №4.....</b>	<b>27</b>
<b>ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМЫХ УЧЕБНЫХ ИЗДАНИЙ, ИНТЕРНЕТ-РЕСУРСОВ.....</b>	<b>32</b>

**МДК 01.01 ТЕХНОЛОГИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ  
ПО БУРЕНИЮ, КРЕПЛЕНИЮ, ИСПЫТАНИЮ  
И ОСВОЕНИЮ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,  
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**  
специальность 21.02.02 Бурение нефтяных и газовых скважин  
(профессионалитет)

**Методические указания к выполнению практических занятий  
для обучающихся 2 курса очной формы обучения  
образовательных организаций  
среднего профессионального образования  
базовой подготовки**

**Часть 1**

Методические указания  
разработал преподаватель: Потехина Инна Юрьевна

Подписано к печати **24.01.2024 г.**

Формат 60x84/16

Тираж

Объем **2,1** п.л.

Заказ

**1 экз.**

---

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования «Югорский государственный университет» (ЮГУ)  
**НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ**  
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
628615 Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ,  
г. Нижневартовск, ул. Мира, 37.