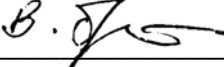


УТВЕРЖДАЮ

Директор ИГНД


Е.Г. Языков

«14» ноября 2008 г.

С.Я. Рябчиков, В.Г. Храменков, В.И. Брылин

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ ПО БУРЕНИЮ РАЗВЕДОЧНЫХ И ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН

Методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу
«Технология и техника бурения геологоразведочных и геотехнологических
скважин» для магистрантов, обучающихся по магистерской программе
«Урановая геология», специальности 130100 «Геология и разведка
полезных ископаемых» направления 130000
«Геология, разведка и разработка полезных ископаемых»

Издательство
Томского политехнического университета
2008

УДК 550.822.7(076.5)

ББК 26.3:33.131я73

Р98

Рябчиков С.Я.

Р98 Лабораторный практикум по бурению разведочных и геотехнологических скважин: методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу «Технология и техника бурения геологоразведочных и геотехнологических скважин» для магистрантов, обучающихся по магистерской программе «Урановая геология», специальности 130100 «Геология и разведка полезных ископаемых» направления 130000 «Геология, разведка и разработка полезных ископаемых» / С.Я. Рябчиков, В.Г. Храменков, В.И. Брылин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 200 с.


ISBN 5-98298-348-9

УДК 550.822.7(076.5)

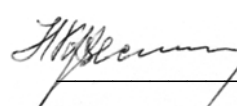
ББК 26.3:33.131я73

Методические указания рассмотрены и рекомендованы
к изданию методическим семинаром кафедры
бурения скважин
«20» сентября 2007 г.

Зав. кафедрой БС
доктор технических наук

 В.Д. Евсеев

Председатель учебно-методической
комиссии

 Н.Г. Квеско

Рецензент

Кандидат технических наук, старший научный сотрудник
НИИ высоких напряжений, горный инженер

А.М. Адам

ISBN 5-98298-348-9

© Рябчиков С.Я., Храменков В.Г., Брылин В.И., 2008

© Томский политехнический университет, 2008

© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2008

ВВЕДЕНИЕ

Качественная и количественная оценка месторождений полезных ископаемых, а также условия их эксплуатации определяются главным образом информацией, полученной при бурении скважин, которые в настоящее время являются одним из основных методов поисков и разведки большинства типов месторождений.

Технология и техника сооружения скважин в различных геолого-технических условиях достаточно сложна и многообразна. В процессе сооружения скважин выполняется целый комплекс операций и видов работ, определяемых назначением скважин, её геометрическими параметрами, геолого-техническими условиями и т.д.

Технология бурения скважин при разведке большинства типов полезных ископаемых является хорошо отработанным производственным процессом, достаточно полно обеспеченным методическими и учебными материалами. Однако технология бурения разведочных скважин на урановых месторождениях имеет много особенностей и требует особых подходов к решению проблем опробования, охраны труда экологии.

В последние годы всё большее внимание уделяется бурению геотехнологических скважин, которые позволяют эффективно заменять традиционные технологии открытой или подземной разработки месторождений. Технология сооружения геотехнологических скважин, особенно на урановых месторождениях, существенно отличается от технологии бурения обычных разведочных скважин. Буровые скважины при этих методах добычи служат не только для вскрытия пластов полезных ископаемых, но и для спуска и подъёма добычных устройств, подачи рабочих агентов в зону продуктивного пласта и подъёма технологических растворов или газа на поверхность. Всё это определяет большое количество различных сложных технологических процессов при сооружении геотехнологических скважин.

Проблемы бурения геологоразведочных и геотехнологических скважин на месторождениях урана в силу разных причин в учебно-методической литературе освещены достаточно слабо. Для решения данной проблемы необходимо глубокое изучение условий сооружения подобных скважин, проведение анализа требований методики разведки и на их основе написание учебных пособий, разработка рабочих учебных программ с контролирующими материалами, а также руководящих материалов для проведения лабораторных работ и практических занятий. Данное учебно-методическое пособие является одной из первых попыток решения указанной проблемы и может быть использовано при

изучении дисциплины «Технология и техника бурения геологоразведочных и геотехнологических скважин»

1. БУРЕНИЕ РАЗВЕДОЧНЫХ И ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН

Лабораторные работы выполняются по наиболее важным темам и служат для закрепления и уточнения знаний, полученных при изучении данной дисциплины. Работы выполняются во время аудиторных занятий и при самостоятельной подготовке во внеучебное время.

Результатом каждой работы должен быть письменный отчет, в котором отражаются все вопросы, указанные в задании. Отчет иллюстрируется схемами и эскизами, выполняемыми в соответствии с требованиями ЕСКД.

Отчет по каждой работе проверяется преподавателем, после чего проводится собеседование или контрольная работа, на основании которых делается заключение об уровне знаний студентов по данной теме.

№	Тема лабораторной работы
1	Изучение и выбор для конкретных геологических условий породоразрушающего инструмента для вращательного и ударно-вращательного способов бурения скважин
2	Изучение технологического бурового инструмента для вращательного и ударно-вращательного способов бурения скважин
3	Изучение вспомогательного инструмента, инструмента для ликвидации аварий и порядок работы с применением этого инструмента при вращательном и ударно-вращательном способах бурения скважин
4	Изучение, сборка и регулирование средств получения качественных проб полезных ископаемых при разведочном бурении
5	Исследование влияния режимов бурения на механическую скорость (с элементами научных исследований)
6	Выбор и составление оптимальных конструкций скважин для вращательного бурения разведочных скважин
7	Составление конструкций добычных скважин (с фильтрами и бесфильтровых). Выбор фильтра для конкретных условий. Изучение и выбор раствороподъемного оборудования
8	Разработка и выбор рациональных режимных параметров для бурения разведочных и эксплуатационных скважин на уран вращательным способом
9	Определение основных свойств промывочных жидкостей для бурения скважин и их регулирование
10	Определение основных свойств тампонажных растворов для закрепления скважин. Выбор способа и расчет тампонирувания добычных скважин

Лабораторная работа № 1
ИЗУЧЕНИЕ И ВЫБОР ДЛЯ КОНКРЕТНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ
ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ВРАЩАТЕЛЬНОГО
И УДАРНО–ВРАЩАТЕЛЬНОГО СПОСОБОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

1. Содержание работы: изучить породоразрушающий инструмент для вращательного и ударно-вращательного способа бурения и выбрать инструмент для бурения скважины по заданным условиям.

2. Оборудование и материалы: обучающие стенды, наглядные пособия, плакаты, литература.

3. Порядок выполнения работы:

3.1. Изучение твердосплавных коронок для вращательного способа бурения по схеме (рис. 1.1) /1, с. 143–178; 2, с. 167–198; 3, с. 271–308; 4, с. 103/. Сведения о коронках, их конструкции, отличительных особенностях и назначении привести в виде табл. 1.1.

3.2. Изучение твердосплавных коронок для бурения разведочных скважин гидроударными машинами (по ГОСТ 12735-77). Типы коронок КГЗ, КГ4, КГ5. /1, с. 209–214/, Сведения о коронках занести в табл. 1.2 (по форме табл. 1.1).

3.3. Изучение твердосплавных коронок для пневмоударного бурения типа КП /1, с. 219–220; 2, с. 261–267/. Сведения о коронках занести в табл. 1.2 (по форме табл. 1.1).

3.4. Изучение твердосплавных долот для вращательного и ударно-вращательного способов бурения по схеме (рис. 1.2) /1, с. 215–221, 2, с. 350–354; 4, с. 183/.

Долота для вращательного бурения – привести по одному представителю в группе в табл. 1.3 (по форме табл. 1.1).

3.5. Изучение алмазных коронок /1, с. 69–85; 2, с. 28–75; 3, с. 235–270; 4, с. 112/. Изучить типоразмеры коронок, их индексацию и конструктивные особенности (по схеме – рис. 1.3), сведения о коронках привести в табл. 1.4 (по форме табл. 1.1).

3.6. Изучение алмазных, долот и расширителей /1, с. 85–91; 2, с. 63, 67–70/.

3.7. Изучение шарошечного породоразрушающего инструмента проводить по схеме (рис. 1.4)/1, с. 259–307, 2, с. 281–342; 4, с. 176/.

В отчете привести конструкцию породоразрушающего инструмента, их назначение и особенности. Сведения о долотах привести в табл. 1.5 (по форме табл. 1.1).

3.8. Обосновать тип породоразрушающего инструмента для конкретных горных пород согласно заданию (Приложение 1.1, 1.2), данные привести в табл. 1.6 со ссылками на литературу /1, 2, 3, 4 и др./.

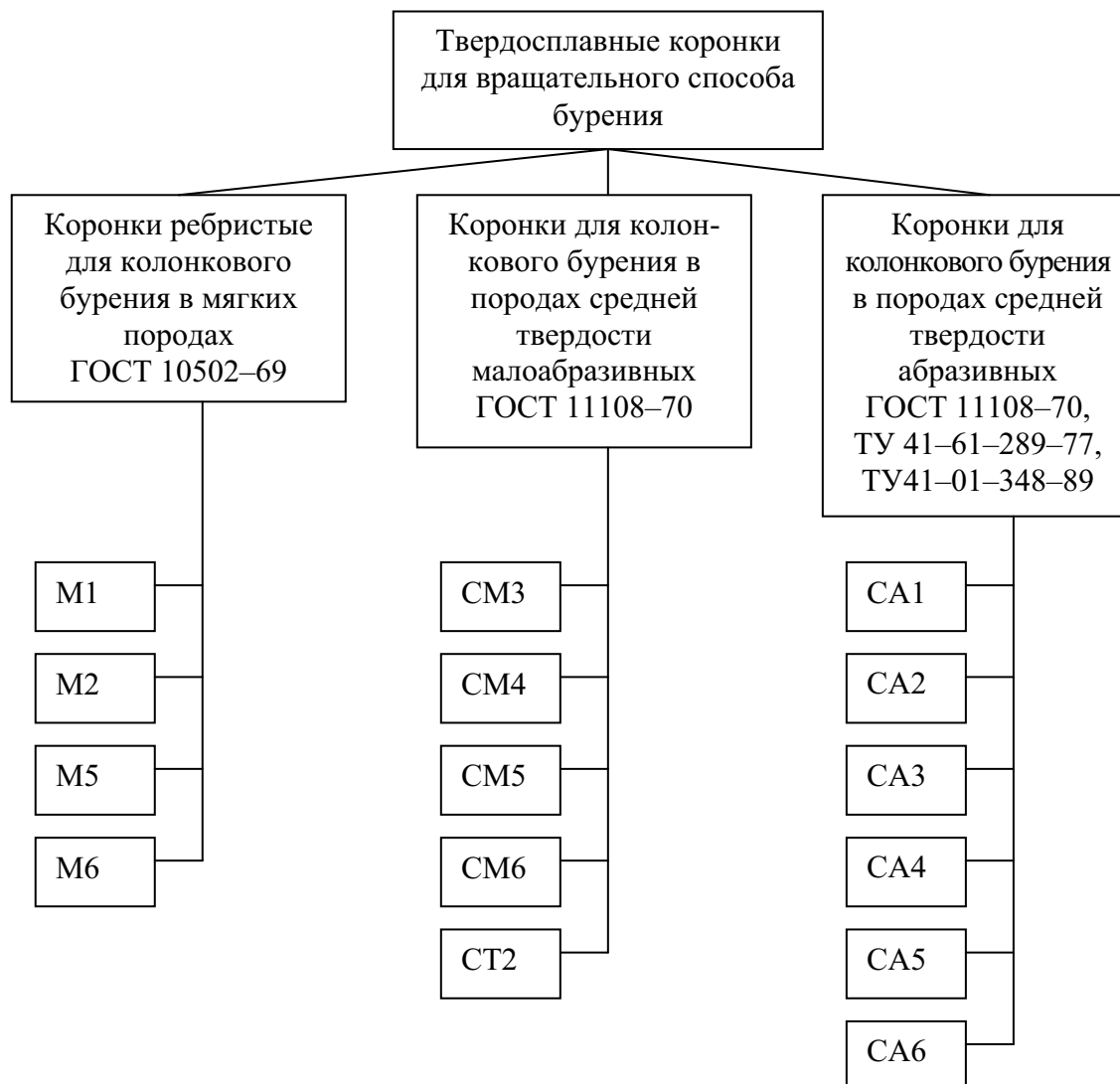


Рис. 1.1. Твердосплавные коронки для вращательного способа бурения

Таблица 1.1

Конструкция, назначение и параметры коронок

Тип коронки	Назначение	Конструкции коронки		Размеры	Отличительные особенности (форма твердосплавных пластин и т.п.)
		Вид с торца	Вид с боку		

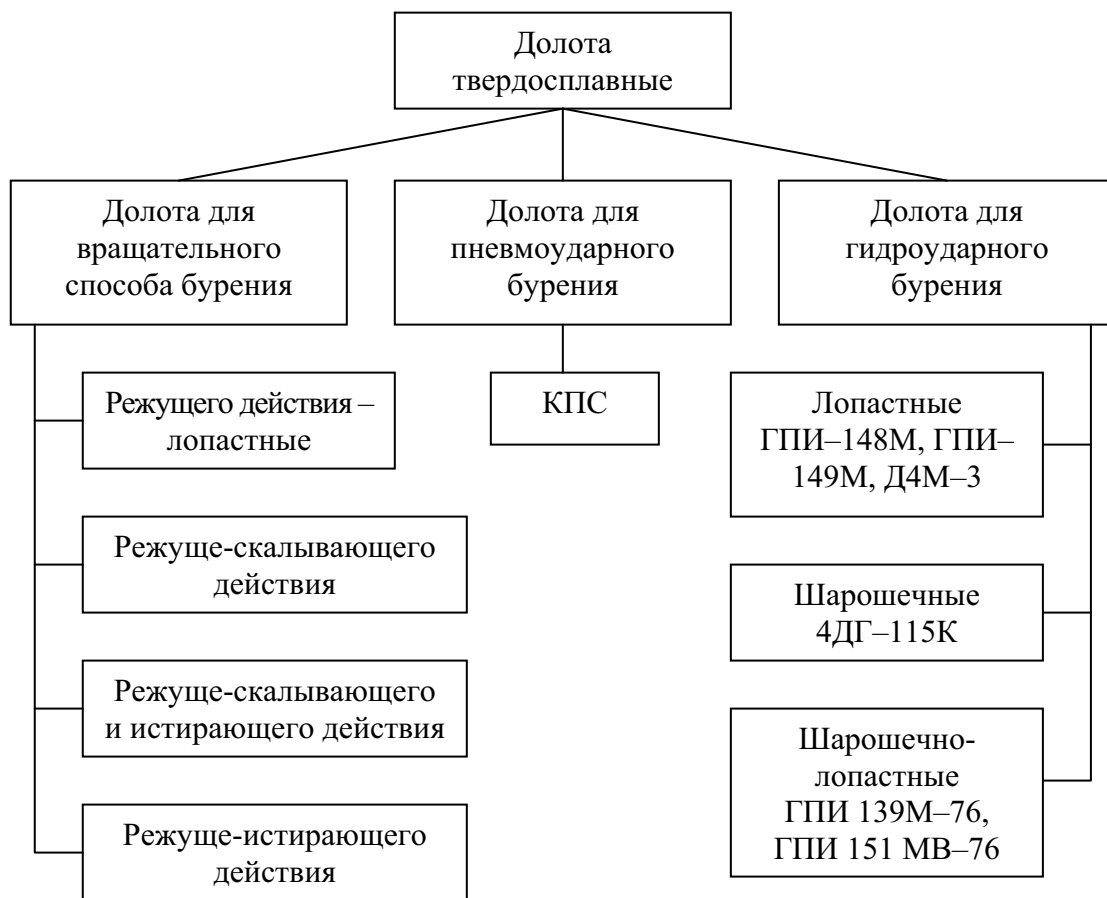


Рис. 1.2. Долота твердосплавные для вращательного и ударно-вращательного способов бурения

Таблица 1.6

Выбор породоразрушающего инструмента

Тип инструмента	Горные породы и их категория по буримости	Диаметр инструмента, мм	Выбранный тип ПРИ
Твердосплавная коронка Твердосплавное долото Алмазная коронка Шарошечное долото			

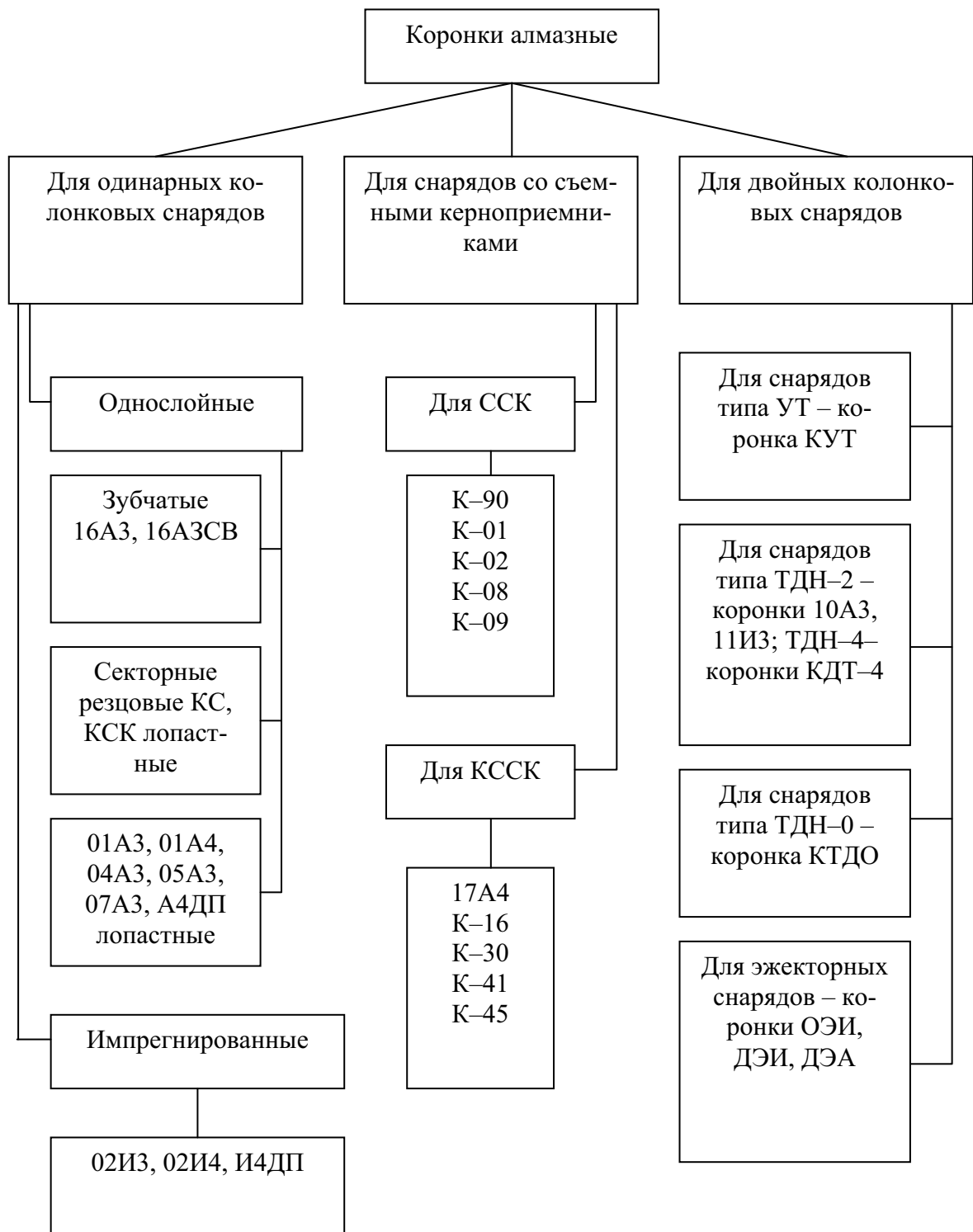


Рис. 1.3. Коронки алмазные

4. Отчет по работе должен включать следующие разделы:
- конструкцию породоразрушающего инструмента (табл. 1.1–1.5) и его характеристики;
 - выбор типа породоразрушающего инструмента (табл. 1.6).



Рис. 1.4. Шарошечный породоразрушающий инструмент

Рекомендуемая литература

1. Породоразрушающий инструмент для геологоразведочных скважин: справочник / Н.И. Корнилов, В.С. Травкин, Л.К. Берестень и др. – М.: Недра, 1979. – 359 с.
2. Буровой инструмент для геологоразведочных скважин: справочник / Н.И. Корнилов, Н.Н. Бухарев, А.Т. Киселев и др. / под ред. Н.И. Корнилова. – М.: Недра, 1990. – 395 с.
3. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин. В 2-х томах / Е.А. Козловский, В.Г. Кардыш, Б.В. Мурзаков и др. / под ред. Е.А. Козловского. – Том 1. – М.: Недра, 1984. – 512 с.
4. Бурение разведочных скважин: учеб. для вузов / Н.В. Соловьев, В.В. Кривошеев, В.И. Брылин, В.Г. Храменков и др. / под общ. ред. Н.В. Соловьева. – М.: Высш. шк., 2007. – 904 с.

Лабораторная работа № 2
ИЗУЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА
ДЛЯ ВРАЩАТЕЛЬНОГО И УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОГО СПОСОБОВ
БУРЕНИЯ СКВАЖИН

1. Содержание и цель работы: изучить, научиться выбирать и использовать для конкретных условий технологический буровой инструмент для вращательного способа бурения (кернарватели, колонковые, шламовые трубы и переходники; бурильные, утяжеленные бурильные трубы и их соединения).

2. Оборудование и материалы: обучающие стенды, макеты и натурные образцы инструмента, плакаты и литература.

3. Порядок выполнения работы.

3.1. Изучение принципа работы кернорвателей пружинного, цангового, рычажкового, П-образного типов, порядок заклинивания и отбора керна. /1, с. 50–53; 2, с. 80–84; 3, с. 199–205; 4, с. 117; 5, с. 125–128/.

3.2. Изучение колонковых, шламовых труб и переходников /1, с. 58–81; 2, с. 19–24; 5, с. 116/.

3.3. Изучение бурильных труб и типов их соединений проводить по схеме (рис. 1.5) /1, с. 81–106; 2, с. 41–70; 5, с. 106–114; 6, с. 197–209; 7, с. 367/.

3.4. Собрать с помощью буровых ключей буровой снаряд из следующих элементов: коронка алмазная 01А3 диаметром 76 мм, колонковая труба диаметром 73 мм, переходник П1–50/73, бурильная труба диаметром 50 мм с муфтово-замковым соединением.

3.5. Выбрать и обосновать колонну бурильных труб и колонковый набор для конкретных условий на конечной глубине скважины /Приложение 1.3/.

4. Отчет по работе: должен включать следующие разделы:

– способы заклинивания керна, конструкции и принцип работы кернорвателей;

– назначение, схемы конструкций и типоразмеры колонковых, шламовых труб и переходников;

– назначение, достоинства, недостатки и схемы конструкций колонн бурильных труб;

– выбор колонны бурильных труб и колонкового набора для конкретных условий.

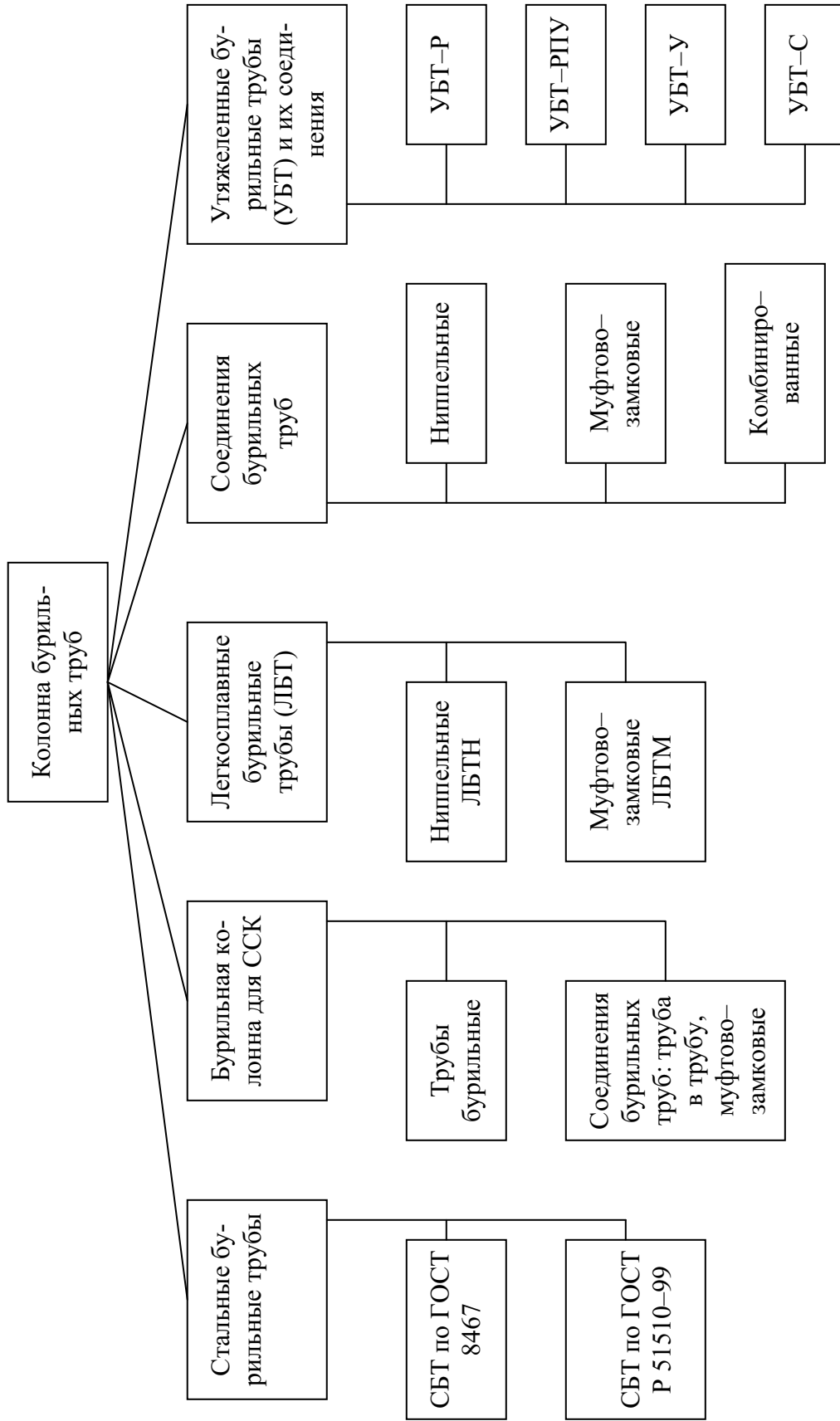


Рис. 1.5. Бурильные трубы и их соединения

Рекомендуемая литература

1. Волков С.А. Буровой геологоразведочный инструмент. – М.: Недра, 1979. – 286 с.
2. Пономарев П.П., Оношко Ю.А., Бухарев Н.Н. Инструмент для алмазного бурения геологоразведочных скважин. – Л.: Недра, 1981. – 137 с.
3. Пономарев П.П., Каулин В.А. Отбор керна при колонковом геологоразведочном бурении. – Л.: Недра, 1989. – 256 с.
4. Сулакшин С.С. Способы, средства и технология получения представительных образцов пород и полезных ископаемых при бурении геологоразведочных скважин: учебное пособие для вузов. – Томск: Изд-во НТЛ, 2000. – 284 с.
5. Буровой инструмент для геологоразведочных скважин: справочник / Н.И. Корнилов, Н.Н. Бухарев, А.Т. Киселев и др. / под ред. Н.И. Корнилова. – М.: Недра, 1990. – 395 с.
6. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин. В 2-х томах /Е.А. Козловский, В.Г. Кардыш, Б.В. Мурзаков и др. / под ред. Е.А. Козловского. – Том 1. – М.: Недра, 1984. – 512 с.
7. Бурение разведочных скважин: учеб. для вузов / Н.В. Соловьев, В.В. Кривошеев, В.И. Брылин, В.Г. Храменков и др. / под общ. ред. Н.В. Соловьева. – М.: Высш. шк., 2007. – 904 с.

Лабораторная работа № 3

ИЗУЧЕНИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА, ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ И ПОРЯДКА РАБОТЫ С НИМ ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНОМ И УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОМ СПОСОБАХ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

1. Содержание работы: изучить вспомогательный инструмент: ключи, вилки, хомуты, обсадные трубы и др., изучить инструмент для ликвидации аварий: метчики, колокола, труболовки, труборезы и т.д.

2. Оборудование и материалы: натурные образцы инструмента, плакаты, литература.

3. Порядок выполнения работы.

3.1. Изучение вспомогательного инструмента:

3.1.1. Ключи для свинчивания и развинчивания бурового инструмента:

– короночные ключи для твердосплавных /1, с. 137–138/ и алмазных коронок и расширителей типа КБ /1, с. 136/;

– шарнирные ключи для бурильных труб типа БИ.179 /1, с. 134–135/;

- шарнирные ключи для колонковых и обсадных труб /1, с. 136/;
- ключи для ниппельных (Н-42, Н-50) и муфтовых (МЗ-50) соединений бурильных труб /1, с. 136–137/;

- ключи гладкозахватные типа КГ /1, с. 136/.

3.1.2. Инструмент для удержания снаряда над скважиной:

- вилки подкладные /3, с. 93; 4, с. 179/;

- хомуты шарнирные для бурильных труб /3, с. 94/;

- трубодержатели секторные /3, с. 108; 4, с. 180/ и плашечные /3, с. 108/;

- хомуты для обсадных труб /1, с. 138/.

3.1.3. Инструмент для спуска и подъема снаряда:

- элеваторы /1, с. 122–130/;

- фарштулы /1, с. 132/.

3.1.4. Опора для монтирования колонкового набора типа ОКИ /1, с. 139; 2, с. 60/.

3.1.5. Обсадные стальные трубы, в т.ч. из нержавеющей стали, полиэтиленовые трубы и др./1, с. 58; 6, с. 54/.

3.2. Изучение инструмента для ликвидации аварий.

3.2.1. Печать /1, с. 273/.

3.2.2. Метчики и колокола /1, с. 253–271; 2, с. 344–346; 5, с. 124/.

3.2.3. Труболовки и труборезы /1, с. 262–264; 2, с. 346; 5, с. 111–118/.

3.2.4. Фрезеры и ловушки /1, с. 272–273; 2, с. 349–355; 5, с. 118.

3.2.5. Ловильный паук /1, с. 264–265/.

3.2.6. Механизмы для извлечения труб из скважины /1, с. 266–270.

- домкраты;

- выбивные бабы;

- забойные и погружные вибраторы.

3.2.7. Отсоединительные переходники /2, с. 357/.

4. Отчет по работе должен включать следующие разделы:

- назначение, схемы конструкции и типоразмеры вспомогательного инструмента;

- назначение, схемы конструкций и типоразмеры инструмента для ликвидации аварий.

По всем видам вспомогательного и аварийного инструмента выполняется контрольная работа.

Рекомендуемая литература

1. Волков А.С. Буровой геологоразведочный инструмент. – М.: Недра, 1979. – 286 с.
2. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин. В 2-х томах / Е.А. Козловский, В.Г. Кардыш, Б.В. Мурзаков и др. / под ред. Е.А. Козловского. – Том 1. – М.: Недра, 1984. – 512 с.

3. Воздвиженский Б.И., Голубинцев О.Н., Новожилов А.А. Разведочное бурение. – М.: Недра, 1979. – 510 с.
4. Волков С.А., Сулакшин С.С, Андреев М.М. Буровое дело. – М.: Недра, 1965. – 492 с.
5. Пономарев П.П., Оношко Ю.А., Бухарев Н.Н. Инструмент для алмазного бурения геологоразведочных скважин. – Л.: Недра, 1981.–137 с.
6. Сергиенко И.А., Мосев А.Ф. Бурение и оборудование геотехнологических скважин. – М.: Недра, 1984. – 224 с.

Лабораторная работа № 4
ИЗУЧЕНИЕ, СБОРКА И РЕГУЛИРОВАНИЕ СРЕДСТВ ПОЛУЧЕНИЯ
КАЧЕСТВЕННЫХ ПРОБ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАНЫХ
ПРИ РАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ

1. Содержание работы: изучить двойные колонковые снаряды различных типов, их составные узлы, научиться проводить основные работы по сборке снарядов и их регулированию,
 2. Оборудование и материалы: натурные образцы и макеты снарядов, плакаты, литература.
 3. Порядок выполнения работы.
 - 3.1. Изучение средств получения качественных проб полезных ископаемых (керн) проводить по схеме (рис. 1.6) /1, 2, 3, 4/.
 - 3.2. Изучение узлов двойных колонковых снарядов снарядов:
 - кернорватели /1, с. 117/
 - присоединение керноприемника /1, с. 107/;
 - устройство дренажных каналов ДКС/1, с. 110/.
 - 3.3. Изучение схемы бурения с гидротранспортом керна, отдельных узлов и элементов бурового снаряда /3, с. 355–371/.
 - 3.4. Разобрать, собрать и отрегулировать макет снаряда ДКС-У-ТПИ /1, с. 129/.
 4. По результатам изучения каждым студентом выполняется индивидуальная контрольная работа: элементы конструкции и принцип работы колонковых снарядов.

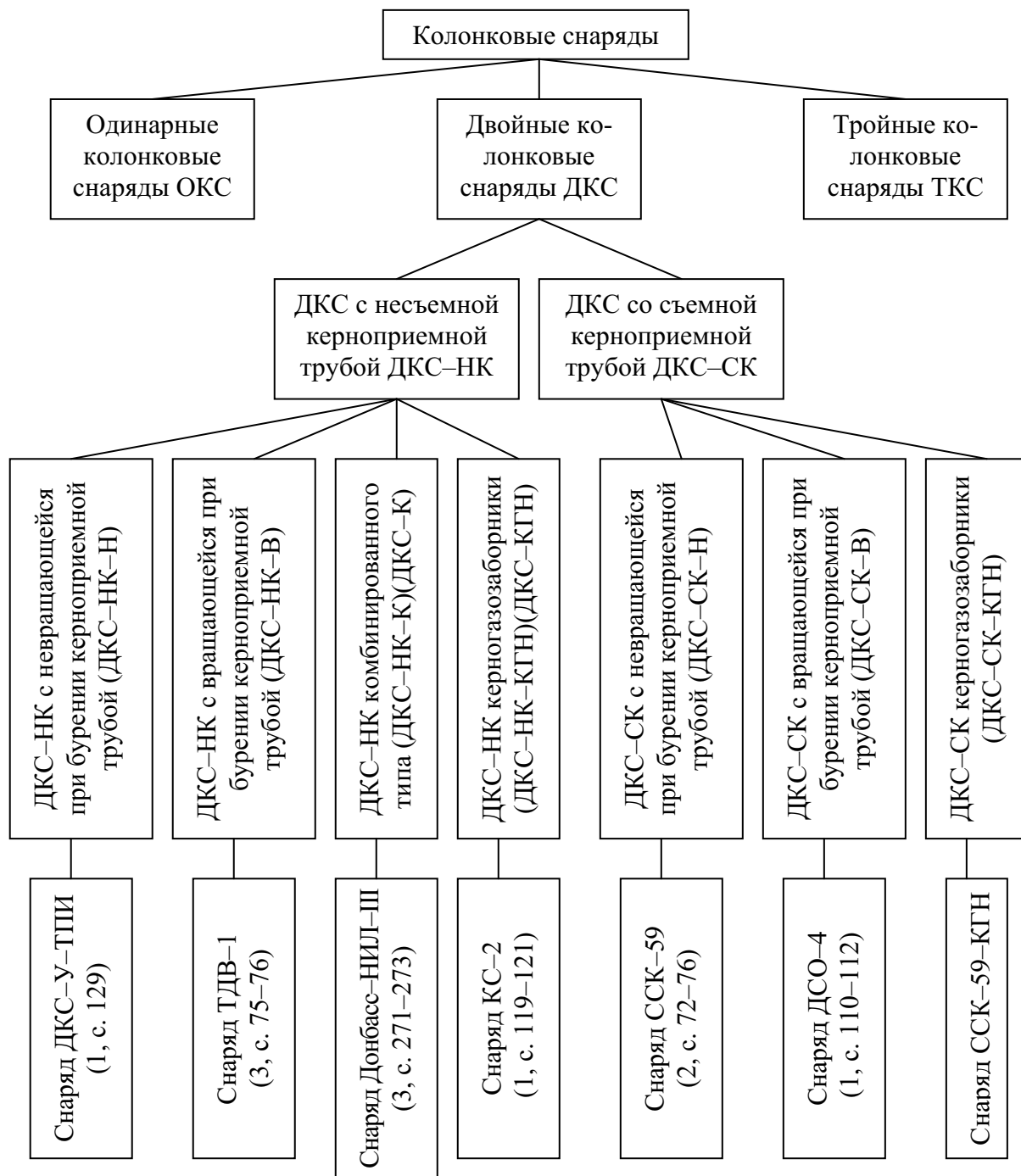


Рис. 1.6. Технические средства для получения качественных проб полезных ископаемых (керн)

Рекомендуемая литература

1. Сулакшин С.С. Способы, средства и технология получения представительных образцов пород и полезных ископаемых при бурении скважин: учебное пособие для вузов.— Томск: Изд-во НТЛ, 2000. — 284 с.

2. Пономарев П.П., Оношко Ю.А., Бухарев Н.Н. Инструмент для алмазного бурения геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1981. – 137 с.
3. Буровой инструмент для геологоразведочных скважин: справочник / Н.И. Корнилов, Н.Н. Бухарев, А.Т. Киселев и др. / под ред. Н.И. Корнилова. – М.: Недра, 1990, – 395 с.
4. Пономарев П.П., Каулин В.А. Отбор кернa при колонковом геологоразведочном бурении. – Л.: Недра, 1989. – 256 с.

Лабораторная работа № 5

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ СКОРОСТЬ (С ЭЛЕМЕНТАМИ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ)

1. Содержание работы: изучить влияние основных режимных параметров (осевой нагрузки, частоты вращения) на механическую скорость бурения.

2. Оборудование, приборы и материалы: буровой станок СКБ-4, насос НБ-3, буровой снаряд с алмазным и твердосплавным ПРИ, вспомогательный инструмент, горная порода, секундомер, расходомер.

3. Порядок выполнения работы.

3.1. Общие указания.

3.1.1. Перед началом работ необходимо провести со студентами инструктаж по ТБ при работе в лаборатории.

3.1.2. Подготовить к работе буровой снаряд:

- присоединить к колонковой трубе коронку и переходник;
- закрепить бурильную трубу с сальником в патронах станка;
- соединить бурильную трубу с колонковой;

– установить коронку на горную породу, включить насос, установить заданный расход промывочной жидкости;

– в соответствии с расчетным диапазоном устанавливать режимные параметры, фиксировать время бурения и проходку.

3.2. Исследование влияния осевой нагрузки (G_0) на механическую скорость бурения.

3.2.1. Установить и не изменять в течение всех исследований постоянную частоту вращения ($n = 433$ об/мин).

3.2.2. Изменять осевую нагрузку от 200 до 1000 даН через 200 даН при бурении по 5–10 см скважины, определять время бурения и заносить все данные в табл. 1.7.

3.2.3. Рассчитать механическую скорость бурения и построить график $V_{\text{мех}} = f(G_0)$.

Таблица 1.7

Результаты исследований влияния G_0 на $V_{\text{мех}}$

Осевая нагрузка G_0 , даН	Углубка l , см	Время бурения t , с	Механическая скорость $V_{\text{мех}}$		Примечание
			м/с	м/ч	
200					
400					
600					
800					
1000					

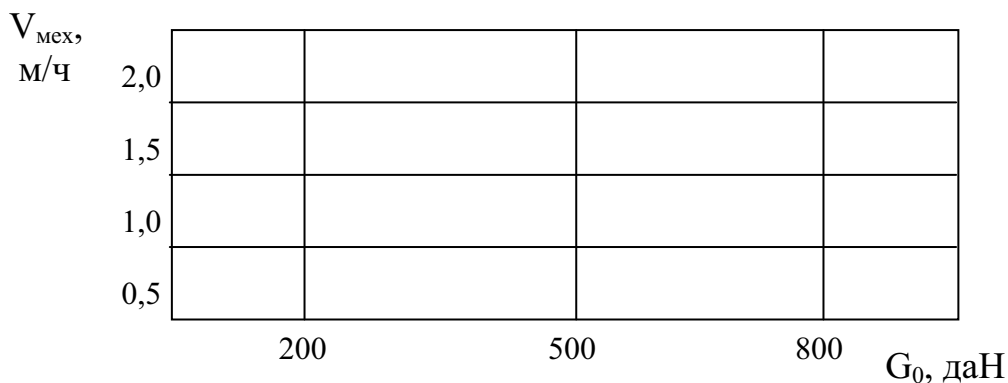


Рис. 1.7. Зависимость механической скорости от осевой нагрузки

3.3. Исследование влияния частоты оборотов n на механическую скорость бурения.

3.3.1. При постоянной осевой нагрузке $G_0 = 600$ даН изменять частоту оборотов снаряда при углубке скважины на 5–10 см, определяя время бурения каждого интервала, данные заносить в табл. 1.8.

Таблица 1.8

Исследование влияния n на $V_{\text{мех}}$

Частота вращения n , об/мин	Проходка l , см	Время бурения t , с	Механическая скорость $V_{\text{мех}}$		Примечание
			м/с	м/ч	
155					
390					
680					
710					
1100					

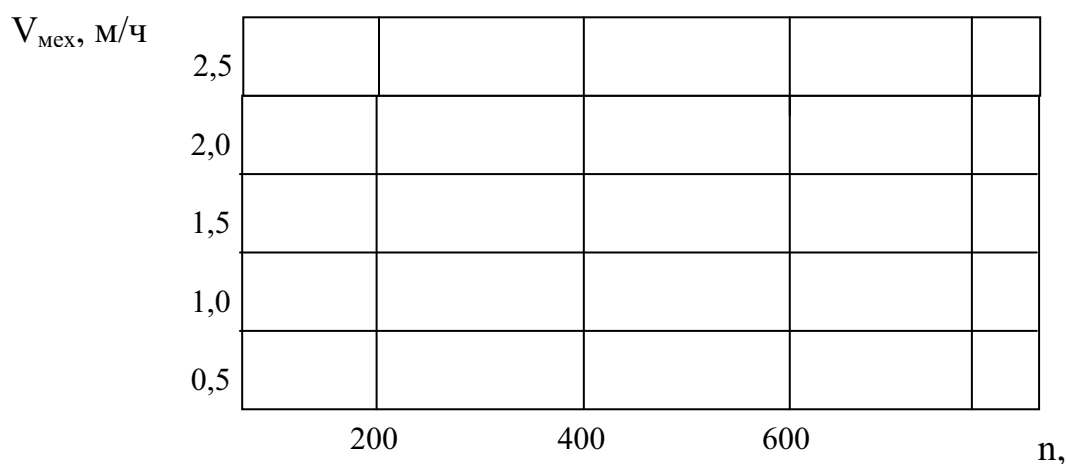


Рис. 1.8. Зависимость механической скорости от частоты оборотов снаряда

3.3.2. Рассчитать механическую скорость бурения и построить график $V_{\text{мех}} = f(n)$.

3.4. Проанализировать графики (рис. 1.7 и рис. 1.8), сделать выводы о влиянии осевой нагрузки и частоты оборотов на механическую скорость бурения и выбрать рациональные режимные параметры для испытанных горных пород.

3.5. Сравнить полученные рациональные режимные параметры с теоретическими, приведенными в технической литературе /1, с. 75–86, 198–206; 2, с. 99–109; 3, с. 207–240/.

4. Отчет должен включать схему лабораторной установки, результаты исследований, приведенные в табл. 1.7 и 1.8, рисунки 1.7 и 1.8, анализ результатов исследований и сравнение с литературными данными.

Рекомендуемая литература

1. Буровой инструмент для геологоразведочных скважин: справочник / Н.И. Корнилов, Н.Н. Бухарев, А.Т. Киселев и др. / год ред. Н.И. Корнилова/ – М.: Недра, 1990. – 395 с.
2. Породоразрушающий инструмент для геологоразведочных скважин: справочник / Н.И. Корнилов и др. М.: – Недра, 1979. – 359 с.
3. Справочное руководство мастера геологоразведочного бурения / Г.А. Блинов и др. – М.: Недра, 1983. – 400 с.

Лабораторная работа № 6
РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН
ДЛЯ ВРАЩАТЕЛЬНОГО СПОСОБА БУРЕНИЯ

1. Содержание работы. Ознакомиться с общими принципами построения и выбором оптимальной конструкции скважин для разведки твердых полезных ископаемых.

2. Порядок выполнения работы.

2.1. Изучение классификаций типовых конструкций скважин /1, с. 70–74; 2, с. 30–34; 3, с. 16–24/

2.2. Изучение принципов построения оптимальных конструкций скважин /1, с. 74–77; 2, с. 30–34; 4, с. 10–18/.

2.3. На основании типового (Приложение 1.3) или конкретного геологического разреза определить тип конструкции скважины и построить оптимальную конструкцию.

2.3.1. Определить минимально допустимый диаметр керна при бурении по полезному ископаемому /2, с. 30–31/.

2.3.2. Выбрать тип снаряда для бурения по полезному ископаемому, типоразмер коронки и обосновать конечный диаметр и глубину скважины.

2.3.3. Обосновать интервалы закрепления стенок скважины, способы закрепления, интервалы или глубину установки обсадных колонн.

2.3.4. Обосновать диаметры и глубину бурения скважины по интервалам и диаметры обсадных труб.

2.3.5. Обосновать интервалы цементирования обсадных колонн.

3. Отчет должен включать таблицу с выбранной конструкцией скважины и с необходимыми обоснованиями (минимальный диаметр керна, тип коронки и т.д.)

Рекомендуемая литература

1. Козловский Е.А. Оптимизация процесса разведочного бурения. – М.: Недра, 1975. – 304 с.
2. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: в 2-х томах / Е.А. Козловский, В.Г. Кардыш, Б.В. Мурзаков и др. / под ред. Е.А. Козловского. – Том 1. – М.: Недра, 1984. – 512 с,
3. Отраслевая методика по разработке технологии бурения на твердые полезные ископаемые: Изд. 2-е, перераб. и доп. / Васильев В.И., Пономарев П.П., Блинов Г.А. и др. / под ред. В.Г. Вартыкяна. – Л.: ВИТР, 1983. – 130 с.
4. Михайлова Н.Д. Техническое проектирование колонкового бурения. – М.: Недра, 1985. – 200 с.

Лабораторная работа № 7
СОСТАВЛЕНИЕ КОНСТРУКЦИЙ ДОБЫЧНЫХ СКВАЖИН
(С ФИЛЬТРАМИ И БЕСФИЛЬТРОВЫХ). ВЫБОР ФИЛЬТРА
ДЛЯ КОНКРЕТНЫХ УСЛОВИЙ. ИЗУЧЕНИЕ И ВЫБОР
РАСТВОРОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

1. Содержание работы. Ознакомиться с общими принципами построения и выбором оптимальных конструкции нагнетательных и добычных скважин.

На выбор конструкций эксплуатационных скважин ПВ оказывают влияние следующие основные факторы:

- геологические и гидрогеологические условия месторождения (физико-механические свойства слагающих пород, глубина залегания продуктивного пласта, в разрезе водоносных горизонтов и др.);
- принятая система наличие отработки месторождения и схема размещения эксплуатационных скважин;
- проектная производительность добычных скважин;
- типоразмер обсадных труб;
- тип и конструкция устьевого оборудования закачных и откачных скважин;
- тип и конструкция фильтра;
- тип и конструкция раствороподъемных устройств.

В практике подземного выщелачивания металлов в основном применяются одноступенчатые и двухступенчатые конструкции технологических скважин.

Конструкции откачных и нагнетательных технологических скважин отличаются только по диаметру применяемых эксплуатационных колонн: откачные скважины обычно оборудуются колоннами большего диаметра. Диаметры скважин и эксплуатационных колонн определяются размерами раствороподъемных устройств (эрлифты, погружные насосы и др.).

Одноступенчатые конструкции (рис. 1.9а, 1.9б) нагнетательных и откачных технологических скважин ПВ с гидроизоляцией с помощью манжет обладают простотой и имеют небольшие затраты на их сооружение.

Однако такие конструкции технологических скважин не дают возможности применять фильтры с гравийной обсыпкой, что снижает производительность и срок службы скважин. В последнее время технологические скважины ПВ оборудуются фильтрами с гравийной обсыпкой.

При сооружении высокодебитных откачных скважин, оборудованных фильтрами с песчано-гравийной обсыпкой, находят применение двухступенчатые (рис. 1.9, в) конструкции скважин.

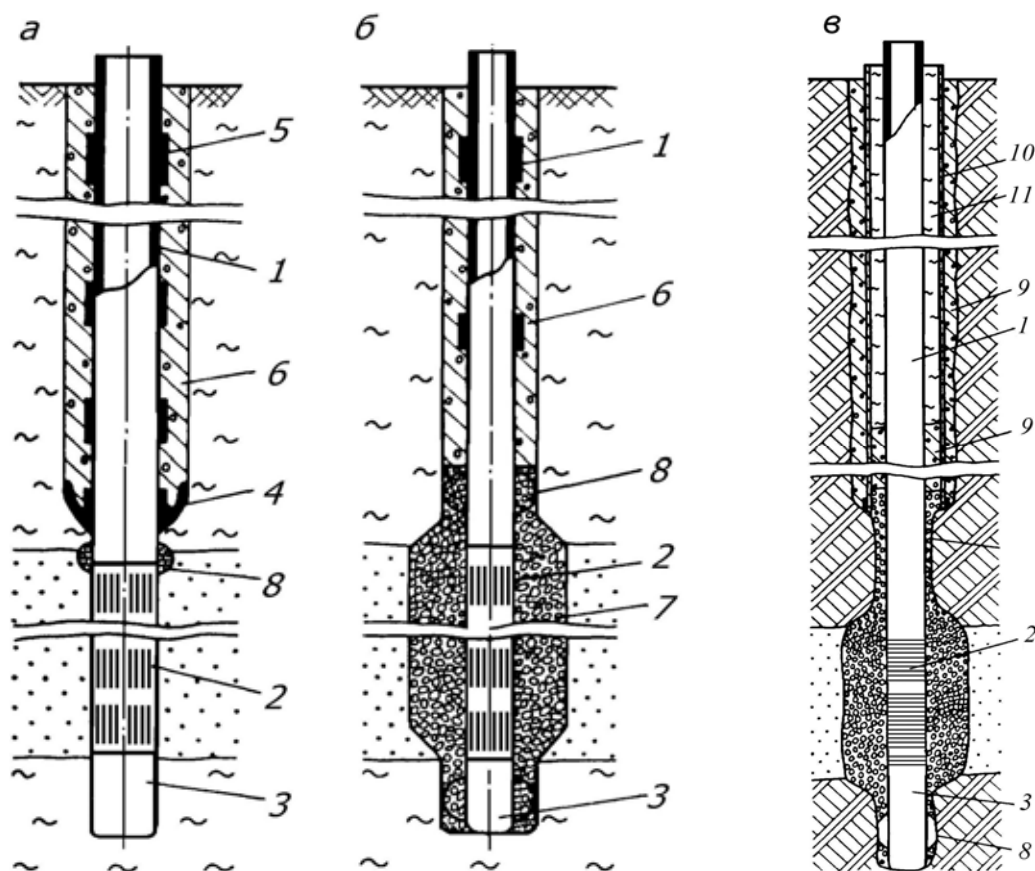


Рис. 1.9. Типовые конструкции одноколонных (а, б) и двухколонных (в) эксплуатационных скважин подземного выщелачивания металлов: а – с гидроизоляцией при помощи манжеты; б – с гравийной обсыпкой фильтров; в – скважины большой глубины при наличии неустойчивых интервалов ствола; 1 – эксплуатационная колонна, 2 – фильтр, 3 – отстойник, 4 – разобщающая манжета с цементировочным устройством, 5 – утяжелитель, 6 – материал гидроизоляции, 7 – песчано-гравийная обсыпка, 8 – центратор; 9 – слой гидроизоляции; 10 – защитная колонна; 11 – глинистый раствор

Далее необходимо решить вопрос – будет ли скважина оборудована фильтром или же она будет бесфильтровой (в редких случаях). Это устанавливается в зависимости от гидрогеологической характеристики рудоносного горизонта. Когда эти горизонты представлены устойчивыми сильно трещиноватыми породами или тонкозернистыми песками, водопримная часть скважины может быть бесфильтровой, представляющей собой открытый ствол (скальные породы) или каверны (пески), заполненные гравием. При этом необходимо учитывать, что такие скважины можно проектировать, когда имеется уверенность в том, что над

водоносным горизонтом залегает мощная и прочная (не подвергающаяся размыву) водоупорная кровля. Кроме того, рудоносный горизонт должен быть высоконапорным (вплоть до самоизлива). Во всех других случаях скважины оборудуются фильтром.

Расчет конструкции скважины производится снизу вверх.

При применении фильтровой водоприемной части скважины нужно выбрать тип фильтра в соответствии с рекомендациями в зависимости от характера пород, слагающих водоносный горизонт, и рассчитать его параметры (длину и диаметр рабочей части, отстойника и надфильтровой трубы).

Параметры рабочей части фильтра определяются проектным дебитом скважины, мощностью водо-рудоносного горизонта и его фильтрационными свойствами, характеризующимися коэффициентом фильтрации. Площадь фильтра, определяющая его водопрпускную способность при допустимой скорости фильтрации находится в зависимости от диаметра и длины рабочей части. В связи с этим, при расчете одну из этих величин (диаметр или длину) принимают, а другую находят по соответствующей формуле.

При проектировании конструкции эксплуатационной скважины следует выбирать следующие типы обсадных колонн:

1) направление – для сохранения устья скважины (2–10 м). Трубы опускаются в заранее пробуренную скважину или вырытый шурф. После проверки вертикальности затрубное пространство цементируется или забутовывается;

2) эксплуатационная колонна – опускается обычно до кровли водорудоносного горизонта с некоторым заглублением ее в этот пласт; затрубное пространство эксплуатационной колонны изолируется обычно до устья скважины или на высоту, обеспечивающую изоляцию затрубного пространства выше выщелачиваемого пласта, как правило, с помощью манжеты. Основное назначение манжеты – создание гидроизоляции выше зоны движения продуктивных растворов. Поверх манжеты заливают гидроизоляционный материал. В эксплуатационной колонне, как правило, устанавливается раствороподъемное устройство для откачки раствора из скважины. В двутрубных скважинах изолируется затрубное пространство обеих колонн – наружной и эксплуатационной. В неустойчивых породах, при так называемом «беструбном креплении» (без дополнительной второй колонны), следует закрепить ее затрубное пространство и извлекать колонну до момента затвердевания цемента. При применении погружных насосов в качестве раствороподъемных средств и пластмассовых или металлопластовых труб диаметр эксплуатацион-

ной колонны рекомендуется выбирать на один, а в некоторых случаях и на два типоразмера больше;

3) фильтровая колонна (в скважине оборудованной фильтром) может быть опущена либо на всю глубину скважины с фильтром на длину выщелачиваемого пласта, тогда фильтровая колонна выполняет роль и эксплуатационной колонны, либо опущена «впотай», т. е. до перекрытия эксплуатационной колонны без выхода на поверхность. Величина перекрытия низа эксплуатационной колонны фильтровой колонной должна составлять не менее 5 м. Зазор между эксплуатационной и надфильтровой трубой изолируется сальником – пакером.

При применении фильтров с гравийной обсыпкой при необходимости производят расширение призабойной зоны скважин с целью получения уширенного контура гравийной обсыпки. С целью создания на забое скважины уширенного контура гравийной обсыпки призабойную зону скважины нужно предварительно расширять.

2. Порядок выполнения работы.

2.1. Изучение типовых конструкций скважин и изучение принципов построения оптимальных конструкций /1, с. 140–158; 2, с. 36–42; 3, с. 654–661/.

2.2. На основании типового (Приложение 6) или конкретного геологического разреза определить тип конструкции скважины и построить оптимальную конструкцию одно– или двухколонной откачной скважины.

2.2.1. Определить тип фильтра и минимально допустимый диаметр фильтровой части скважины /1 с. 151–155; 2. с. 134–152; 3, с. 691/.

Выбор типа фильтра раствороподъемной скважины и расчет его основных параметров

1. Основными параметрами фильтра являются наружный диаметр (D_{ϕ} , м) и длина рабочей части (l_{ϕ} , м).

2. Определение параметров фильтра производят исходя из его водопрпускной способности на основании следующего:

а) по характеристике пород пласта выбирают рекомендуемый тип фильтра;

б) исходя из мощности продуктивного пласта (m , м), предварительно определяют возможную длину фильтра;

в) по коэффициенту фильтрации пласта (K_{ϕ} , м/сутки, Приложение 1.10) определяют скорость фильтрации (v_{ϕ});

г) должен быть принят (определен, задан) проектный дебит скважины (Q , м³/сутки).

3. Скорость фильтрации определяется по эмпирической формуле

$$v_{\phi} = 65 \cdot \sqrt[3]{K_{\phi}}, \text{ м/сутки.}$$

4. Диаметр фильтра определяется по формуле

$$D_{\phi} = \frac{Q}{\pi \cdot l_{\phi} \cdot v_{\phi}}, \text{ м.}$$

Расчетный диаметр фильтра округляется до ближайшего большего стандартного размера.

За диаметр фильтра (D_{ϕ}) принимают:

- а) каркасные фильтры – наружный диаметр каркаса;
- б) каркасные фильтры с покрытием – наружный диаметр по покрытию;
- в) гравийно-обсыпные фильтры – наружный диаметр обсыпки.

5. Длина фильтра определяется по формуле

$$l_{\phi} = \frac{Q}{\pi \cdot D_{\phi} \cdot v_{\phi}}, \text{ м.}$$

6. При мощности продуктивного пласта до 10÷15 м принимается длина фильтра (l_{ϕ}), равная мощности продуктивного пласта с учетом вышеизложенных рекомендаций и определяется диаметр фильтра (D_{ϕ}).

7. В напорных продуктивных пластах рекомендуется устанавливать рабочую часть фильтра ниже кровли и выше почвы продуктивного пласта на 0,5÷1,0 м.

8. В практике сооружения эксплуатационных скважин в настоящее время рекомендуется устанавливать фильтр не на всю мощность продуктивного продуктивного горизонта, а только на участке рудного тела. Остальные элементы фильтровой колонны принимаются в соответствии с выбираемой конструкцией скважины.

Определение параметров бесфильтровой водопримной части скважины в песчаном водоносном пласте

При применении бесфильтровой растворопримной части в водоносном горизонте, представленном скальными устойчивыми породами, фильтрующей поверхностью являются стенки скважины, поэтому диаметр фильтра принимается равным диаметру скважины.

При применении бесфильтровой приемной части скважины в напорных водоносных горизонтах, представленных тонкозернистыми песками, расчет ее параметров сводится к определению размера каверны, образующейся при проведении откачки. Размер каверны определяет и количество гравия, необходимого для ее заполнения. Схема к расчету каверны приведена на рис. 1.10.

1. Основным параметром бесфильтровой части скважины являются радиус каверны (R_k , м) и объем каверны (V_k , м³).
2. Форма каверны принимается в виде прямого круглого конуса.
3. Для расчета параметров необходимы следующие исходные данные:
 - а) проектный дебит скважины (Q , м³/сутки);
 - б) глубина залегания кровли водоносного пласта ($L_{к.в.п.}$, м);
 - в) статический уровень ($H_{ст}$, м);
 - г) коэффициент фильтрации пород продуктивного пласта (K_f , м/сутки);
 - д) угол естественного откоса пород продуктивного пласта (φ , град.);
 - е) категория пород кровли продуктивного пласта (K) по 12-бальной шкале.
4. Вариант задания выбирается индивидуально (Приложение 1.7).
5. Справочные данные выбираются из Приложений 1.8, 1.9.
6. Продуктивный пласт имеет мощность не менее h_k – глубина каверны, которая определяется углом естественного откоса пород, слагающих водоносный горизонт, м.
7. Определить объем песка, который можно получить из скважины при $R_{к.доп.}$ и максимальный дебит ($Q_{маx.доп.}$).

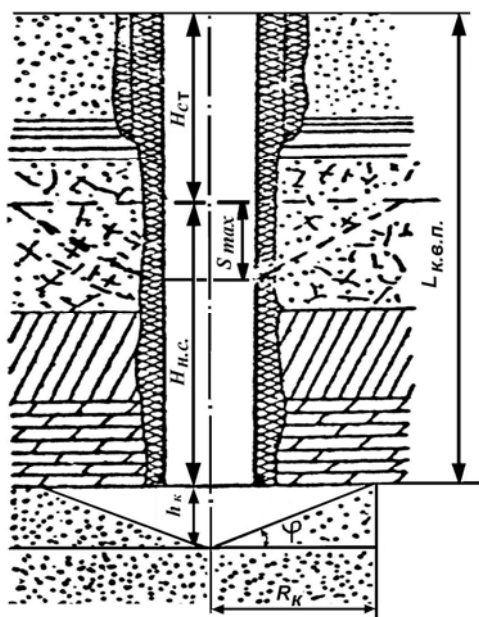


Рис. 1.10. Схема к расчету бесфильтровой водоприемной части скважины в песчаном водоносном горизонте

Порядок расчета

1. При заданном проектном дебите определяем фактический радиус каверны

$$R_k = \sqrt{\frac{Q_{пр}}{\pi \cdot v_{\phi} \cdot \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}}}, \text{ м,}$$

где $Q_{пр}$, – проектный дебит, м³/сутки.

$$v_{\phi} = 65\sqrt{K_{\phi}}, \text{ м/сутки.}$$

2. Из условия устойчивости кровли водоносного пласта определяем допустимый радиус каверны

$$R_{к.доп.} = \frac{\gamma \cdot (H_{н.с.} - S_{\max}) \cdot \operatorname{tg}\alpha}{(1 - m_k) \cdot \gamma_k + \gamma \cdot m_k}, \text{ м,}$$

где γ – удельный вес воды, т/м³;

$H_{н.с.}$ – высота непониженного столба жидкости, м (рис. 1.10);

$$H_{н.с.} = L_{к.в.п.} - H_{ст.}, \text{ м;}$$

S_{\max} – максимальное понижение уровня, м, принимают $S_{\max} = 0,3 \cdot H_{н.с.}$;

α – угол внутреннего трения пород кровли;

m_k – пористость пород кровли в долях единицы;

γ_k – удельный вес пород кровли, т/м³.

3. При условии $R_k \leq R_{к.доп.}$ ориентировочно определяется объем каверны по формуле круглого прямого конуса

$$V_k = \frac{1}{3} \cdot \pi \cdot R_k^2 \cdot h_k, \text{ м}^3,$$

где h_k – глубина каверны, м.

$$h_k = R_k \cdot \operatorname{tg}\phi, \text{ м.}$$

4. В случае $R_k \geq R_{к.доп.}$ определяется максимальный допустимый дебит скважины

$$Q_{\max, доп} = \pi \cdot R_{к.доп.}^2 \cdot v_{\phi} \cdot \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2\phi}, \text{ м}^3/\text{сутки}$$

и объем каверны при $R_{к.доп.}$

Технология и техника для подъема растворов из геотехнологических скважин

В качестве средств подъема растворов на участках, где используется ПВ, применяются эрлифты и погружные центробежные насосы.

Эрлифты находят широкое применение для подъема продуктивных растворов из технологических скважин подземного выщелачивания, что обусловлено многими преимуществами эрлифтов перед другими раствороподъемными средствами, например, при подъеме из скважин растворов, содержащих большое количество песка, а также при наличии агрессивных сред и повышенных температур. Конструкция эрлифта и тип насоса определяются проектом.

Целью настоящей работы является:

- изучение принципиальных схем эрлифта;
- ознакомление с основным оборудованием и инструментом, необходимым для работы эрлифта;
- изучение характера влияния отдельных параметров эрлифта на его производительность и КПД;
- приобретение практических навыков по расчету параметров и выбору необходимого оборудования для работы эрлифта.

Схемы эрлифта и принцип действия. Эрлифты находят широкое применение для подъема раствора урана. Сравнительно низкий КПД (~20%) эрлифта не позволяет использовать его для постоянной эксплуатации раствороподъемных скважин за исключением случаев откачки раствора из пескующих скважин, где другие насосы быстро выходят из строя.

Несмотря на низкий КПД, эрлифты имеют существенные преимущества перед другими видами насосов. Эти преимущества сводятся к следующему:

- простота устройства и монтажа, отсутствие в скважине движущихся частей и механизмов;
- возможность использования раствороподъемника в пескующих и искривленных скважинах;
- высокая производительность раствороподъемника при сравнительно малом диаметре раствороподъемных труб;
- сравнительно большой диапазон высоты подъема раствора;
- возможность использования колонны обсадных труб в качестве раствороподъемных (при определенных условиях);
- при необходимости возможность подачи воздуха одновременно от одной компрессорной станции к нескольким скважинам. Принцип действия эрлифта основан на законе сообщающихся сосудов, согласно которому положение уровней жидкости при разном их удельном весе неодинаково, причем жидкость меньшего удельного веса имеет более высокий уровень. Одним сосудом является скважина, заполненная жидкостью, уровень жидкости в которой соответствует динамическому уровню, а другим сосудом – раствороподъемные трубы, заполненные более легкой растворовоздушной смесью, уровень которой соответствует уровню излива. Благодаря непрерывному поступлению сжатого воздуха от компрессора, в районе смесителя образуются новые и новые порции воздушно–растворной смеси и непрерывное её поступление до уровня излива.

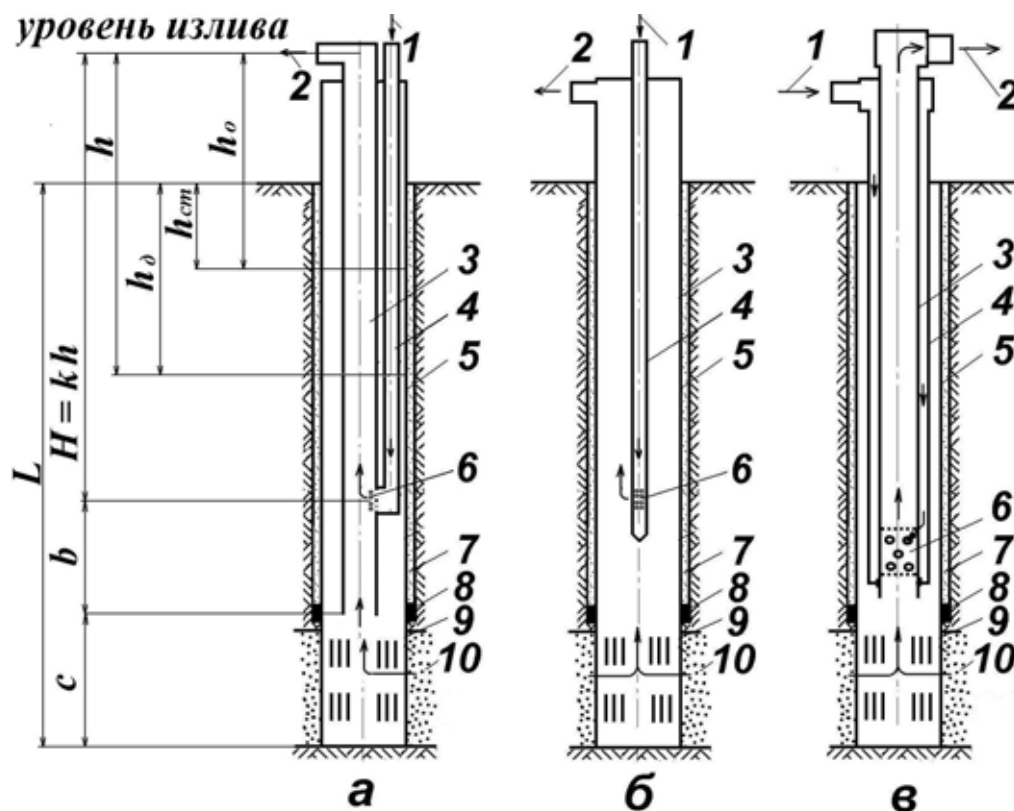


Рис. 1.11. Схемы эрлифта:

- а* – положение воздухоподающих труб и раствороподъемных труб «рядом»;
б – положение воздухоподающих труб и раствороподъемных труб «внутри»
 при использовании обсадных труб в качестве раствороподъемных;
в – положение воздухоподающих труб и раствороподъемных труб «внутри»
 при использовании воздухоподающей трубы, внутри которой расположены рас-
 твороподъемные трубы; 1 – воздух; 2 – раствор с воздухом;
 3 – раствороподъемные трубы; 4 – воздухоподающие трубы; 5 – обсадные трубы;
 6 – смеситель; 7 – гидроизоляция затрубного пространства; 8 – пакер;
 9 – фильтр; 10 – интервал рудной зоны

Раствор для образования воздушно-растворной смеси поступает через нижний край раствороподъемных труб. Нижний край этих труб должен располагаться от смесителя на некотором расстоянии с целью предупреждения выхода воздуха в затрубное пространство и на расстоянии от забоя скважины для обеспечения свободного поступления жидкости из скважины в раствороподъемную трубу.

Для нормальной работы эрлифта смеситель должен быть опущен в скважину ниже уровня жидкости на такую глубину, чтобы столб воздушно-растворной смеси был уравновешен значительно выше уровня излива. Только в этом случае ему будет сообщено движение вверх.

В зависимости от расположения воздухопроводных и раствороподъемных труб в скважине различают две основные схемы эрлифта.

По первой схеме «рядом» трубы располагают параллельно (эксцентрично) (рис. 1.11, а).

Достоинством этой схемы является большое проходное отверстие для подъема растворовоздушной смеси, благодаря чему снижаются гидравлические сопротивления, требуются меньшее давление и расход воздуха. Эрлифт, смонтированный по первой схеме, обладает большей производительностью при одних и тех же параметрах компрессора. К недостаткам схемы эрлифта «рядом» следует отнести меньшую технологичность монтажа и потребность в большем диаметре эксплуатационной колонны.

По второй схеме «внутри» трубы располагают концентрично (рис. 1.11, б, 1.11, в). При этом монтаж эрлифта может быть выполнен в различных вариантах. Первый вариант (рис. 1.11, б) наиболее прост. В обсаженную скважину опускают воздухопроводные трубы со смесителем в нижней части. По этом варианту эрлифт может быть смонтирован при определенном соотношении диаметров обсадных и воздухопроводных труб.

Второй вариант (рис. 1.11, в) предусматривает спуск в скважину концентрично двух колонн труб, причем воздух подается в межтрубное пространство, а воздухорастворная смесь поднимается по центральной трубе.

В практике в большинстве случаев используют центральную схему расположения труб по варианту «б» или «в», как наиболее технологичные. В качестве воздухопроводных труб вместо металлических труб часто используют полиэтиленовые шланги. Это сокращает время на спуск и подъем труб для подачи воздуха.

На устье скважины при монтаже эрлифта устанавливается оголовок со штуцером, через который вводится пьезометрическая трубка для контроля за уровнем жидкости в скважине.

Смеситель (форсунка) представляет собою перфорированный отрезок трубы длиной 2,0–2,5 м. Диаметр отверстий 4–6 мм. Количество отверстий выбирается с таким расчетом, чтобы их суммарная площадь была не менее чем в 2 раза больше площади сечения воздухопровода в свету. Лучшее распыление воздуха в растворе достигается при меньших отверстиях в форсунке.

Расчет параметров эрлифта

Расчет параметров эрлифта заключается в определении длины и диаметров раствороподъемных и воздухоподающих труб, которые будут определять необходимую глубину и диаметр эксплуатационной колонны или скважины, а также расхода и давления воздуха, по которым подбирается необходимый компрессор. При заданном диаметре обсад-

ных труб и глубине скважины и при наличии компрессора с известными характеристиками проверяется возможность монтажа эрлифта в данной скважине для подъема расчетного количества раствора.

Исходными данными для расчета эрлифта являются: глубина статического и динамического уровня от поверхности земли, высота уровня излива от поверхности земли и проектный дебит скважины.

Расчет эрлифта выполняют в следующем порядке:

1. Определяем глубины погружения смесителя

Глубина погружения смесителя от уровня излива смеси определяется по формуле:

$$H = k \cdot h, \text{ м,}$$

где h – глубина динамического уровня от уровня излива; k – коэффициент погружения смесителя.

$$h = h_{\text{д}} + a, \text{ м,}$$

где $h_{\text{д}}$ – расчетная глубина динамического уровня от поверхности земли, м; a – высота уровня излива от поверхности земли, $a = 0,5-1,2$ м.

Коэффициент погружения k смесителя имеет важное значение для работы эрлифта, так как от его величины зависит подача эрлифта и его гидравлический коэффициент полезного действия. Чем больше k , тем эффективнее работа эрлифта. Однако, увеличение коэффициента k возможно при небольших значениях динамического уровня при одновременно большой глубине скважины. Кроме того, величина k ограничивается возможным давлением компрессора. При использовании компрессоров с рабочим давлением 0,6–0,8 МПа $k = 1,5-4,0$.

Для практических расчетов коэффициент погружения смесителя ориентировочно можно принять по табл. 1.9.

Таблица 1.9

Коэффициент погружения смесителя

Высота подъема воды (h), м	до 15	15–30	30–60	60–90	90–120
Коэффициент погружения смесителя (k)	3,0–2,5	2,5–2,2	2,2–2,0	2,0–1,75	1,75–1,65
Гидравлический КПД эрлифта	0,59–0,57	0,57–0,54	0,54–0,50	0,50–0,41	0,41–0,40

При $k < 1,5$. работа эрлифта неустойчива или вообще невозможна.

При известном давлении компрессора коэффициент k можно определить по допустимому пусковому и рабочему давлению воздуха.

$K_{\text{доп}}$ по пусковому давлению воздуха определяется по формуле:

$$K'_{\text{доп}} = \frac{10^2 \cdot P_{\text{к}} + h_0 - 2}{h},$$

где $P_{\text{к}}$ – давление компрессора, МПа; h_0 – глубина статического уровня от уровня излива, м; h – глубина динамического уровня от уровня излива смеси, м.

$K_{\text{доп}}$ по рабочему давлению определяется по формуле:

$$K''_{\text{доп}} = \frac{10^2 \cdot P_{\text{к}} + h_0 - 5}{h}.$$

Принятый коэффициент погружения смесителя не должен превышать минимального значения $K_{\text{доп}}$.

По глубине погружения смесителя «Н» определяется длина воздухопроводных и раствороподъемных труб, а также необходимая глубина скважины.

Длина воздухопроводных труб будет равна глубине погружения смесителя $l_{\text{возд}} = H$; длина раствороподъемных труб $l_p = H + b$; необходимая глубина скважины $L = H + b + c$, (рис. 1). Принимается b не менее 1 м, c – не менее 0,5 м.

2. Определение производительности компрессора

Объемный расход воздуха W при атмосферном давлении для подъема воды в количестве Q равен:

$$W = \frac{V_0 \cdot Q}{60}, \text{ м}^3/\text{мин},$$

где Q – проектный дебит скважины м³/ч; V_0 – удельный расход воздуха (м³), необходимый для подъема 1 м³ воды на поверхность.

Удельный расход воздуха зависит от принятой схемы расположения труб и определяется по формулам:

а) при расположении труб «рядом»

$$V_0 = \frac{h}{c \cdot \lg \frac{h(k-1)+10}{10}}, \text{ м}^3,$$

б) при расположении труб «внутри»

$$V_0 = \frac{k_{\text{п}} \cdot h}{c \cdot \lg \frac{h(k-1)+10}{10}}, \text{ м}^3,$$

где h – глубина динамического уровня от уровня излива смеси, м; k – принятый коэффициент погружения смесителя; c – опытный коэффициент, принимаемый по табл. 1.10 в зависимости от коэффициента « k »;

K_n – поправочный коэффициент, принимаемый по табл. 1.11 в зависимости от диаметров водоподъемных и воздухопроводных труб.

Таблица 1.10

Величина опытного коэффициента									
Коэффициент погружения смесителя, k	4,0	3,35	2,85	2,5	2,2	2,0	1,8	1,7	1,55
Опытный коэффициент, c	14,3	13,9	13,6	13,1	12,4	11,5	10,0	9,0	8,0

Производительность компрессора определяется по формуле

$$W_k = K_1 \cdot W, \text{ м}^3/\text{мин},$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий изменение подачи компрессора в зависимости от температуры воздуха и расположения компрессора над уровнем моря (для средней полосы России $K_1 = 1,2$); W – объемный расход воздуха.

Таблица 1.11

Дебит скважины, м ³ /ч	Рекомендуемый диаметр труб, мм		Поправочный коэффициент, K_n
	водоподъемных	воздухопроводных	
10	50	19	1,20
		13	1,15
20	80	25	1,20
		19	1,13
30	100	32	1,18
		25	1,11
50	125	38	1,18
		32	1,11
75	150	50	1,10
		38	1,06
100	200	35	1,10
		50	1,09
150	250	35	1,09
		50	1,06
200	300	76	1,08
		65	1,06

3. Определение рабочего давления компрессора

Рабочее давление компрессора определяется рабочим или пусковым давлением воздуха. В большинстве случаев рабочее давление превышает пусковое и рабочее давление компрессора и определяется по формуле

$$P_k = P_p + \sum p, \text{ МПа},$$

где P_p – рабочее давление воздуха, МПа; $\sum p$ – сумма потерь давления в воздушной линии от компрессора до скважины (принимается в среднем 0,05 МПа).

Рабочим давлением P_p называется давление воздуха при работе эрлифта, когда вода в скважине установилась на динамическом уровне.

$$P_p = 0,01[h(k-1)+5], \text{ МПа},$$

где h – глубина динамического уровня от уровня излива, м; k – коэффициент погружения смесителя.

При небольших понижениях уровня большим чем рабочее может оказаться пусковое давление. В этом случае в формулу вместо P_p следует взять значение пускового давления воздуха, определяемого по формуле:

$$P_k = 0,01(k \cdot h - h_0 + 2), \text{ МПа},$$

где k – коэффициент погружения смесителя; h – глубина динамического уровня от уровня излива; h_0 – глубина статического уровня от уровня излива, м.

Формула применяется при расположении труб «рядом». При расположении труб «внутри» в формулу следует внести поправочный коэффициент из табл. 1.11. Тогда рабочее давление компрессора определится

$$P_k = K_{\text{п}} \cdot (P_p + \sum p), \text{ МПа}.$$

Расчетная мощность на валу компрессора определяется по формуле

$$N_k = 10 \cdot N_0 \cdot P_k \cdot W_k, \text{ кВт},$$

где W_k – производительность компрессора, м³/мин; P_k – рабочее давление компрессора, МПа; N_0 – удельная мощность на валу компрессора, кВт (принимается из табл. 1.12 в зависимости от P_k).

Таблица 1.12

Удельная мощность на валу компрессора

Рабочее давление компрессора P_k , МПа	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
Удельная мощность на валу компрессора N_0 , кВт	1,47	1,4	1,25	1,18	1,1	1,03	0,93

Действительная мощность на валу компрессора определяется по формуле: $N_d = 1,1 \cdot N_k$, кВт.

По производительности W_k , рабочему давлению P_k и действительной мощности на валу компрессора N_d выбирается компрессор, технические характеристики которого соответствуют этим величинам. В практике в настоящее время широкое применение находят передвиж-

ные компрессоры с рабочим давлением до 0,8 МПа и подачей воздуха до 10 м³/мин. Технические характеристики наиболее распространенных компрессоров приведены в табл. 1.13.

Для проведения откачек из глубоких скважин и с высоким дебитом применяют более мощные передвижные или стационарные компрессоры с рабочим давлением до 0,8 МПа и подачей до 40 м³/мин.

Таблица 1.13

Технические характеристики компрессоров

Показатели	Марка компрессора						
	ЗИФ-55В	ВКС-6Д	ДК-9	ПВ-10	ПД-12-25	ЗИФ-ВКС5	АКС-5,25
Подача воздуха, м ³ /мин	5	5	8,5	10	12	5	5,25
Рабочее давление, МПа	0,7	0,7	0,7	0,7	25	0,7	0,7
Мощность на валу, кВт	75	33,8	60	80	125	60	40
Тип двигателя	Карбюраторный	Дизельный				Электрический	

4. Выбор диаметров труб воздухоподающей и раствороподъемной колонн

Правильный выбор диаметров труб воздухоподающей и раствороподъемной колонн на различных глубинах определяет не только КПД системы, но и ее работоспособность и технико-экономические показатели. Рекомендуется при подаче эрлифта 5, 10 и 15 м³/ч раствора принимать диаметры воздухоподающих шлангов (труб) 15, 20 и 25 мм и диаметры раствороподъемных труб соответственно 40, 50 и 70 мм.

Для рабочих колонн эрлифта используются насосно-компрессорные трубы (при прокачке и освоении скважин), нержавеющей стали трубы и полиэтиленовые шланги, изготовленные из полиэтилена низкой и высокой плотности, типа ПНП и ПВП.

Раствороподъемные трубы из нержавеющей стали обладают достаточной прочностью, но при их применении возрастают затраты времени на оборудование скважин. Полиэтиленовые трубы (диаметр от 10

до 50 мм, толщина стенки от 2 до 8,3 мм) имеют более низкую стоимость, но не всегда обеспечивают необходимую прочность колонны.

Погружные скважинные насосы в коррозионностойком исполнении

Основные преимущества погружных электрических насосов в скважинах подземного выщелачивания металлов:

а) обеспечивается стабильность подачи растворов на перерабатывающий комплекс в условиях больших глубин;

б) обеспечивается подача продуктивных растворов из технологических скважин на перерабатывающий комплекс без дополнительных насосных станций;

Таблица 1.14

Технические характеристики погружных насосов

Наименование параметров							
№ №	Обозначение агрегата	Напор, м	Подача при номин. напоре, м ³	Мощность на валу эл. дв., кВт	Внешний диаметр, мм	Диаметр обсадной колонны, дюйм/мм	Материалы
Погружные насосные агрегаты типа ЭЦНК4							
1	ЭЦНК4-4-100	100	4,0	2,5	96	4/100	Н/С; Т
2	ЭЦНК4-6-80	80	6,0	4,0	96	4/100	Н/С; Т
3	ЭЦНК4-6-100	100	6,0	5,5	96	4/100	Н/С; Т
4	ЭЦНК4-4-150	150	4,0	4,0	96	4/100	Н/С; Т
5	ЭЦНК4-4-200	200	4,0	4,0	96	4/100	Н/С; Т
Погружные насосные агрегаты типа ПЭН6							
1	ПЭН6-10-110	110	10	5,5	145	6/152	Н/С
2	ПЭН6-10-160	160	10	7,5	145	6/152	Н/С
3	ПЭН6-10-200	220	10	8,0	145	6/152	Н/С
4	ПЭН6-10-250	250	10	11,0	145	6/152	Н/С
5	ПЭН6-10-350	350	10	16,0	145	6/152	Н/С
6	ПЭН6-16-160	150	16	16,0	145	6/152	Н/С

Н/С – нержавеющая сталь, Т – титан.

в) уменьшаются пескование и кольматация прифильтровой зоны скважины и фильтров, а также износ раствороподъемного оборудования;

г) КПД в расходовании электроэнергии выше, чем при применении эрлифтов и гидроэлеваторов.

Для подъема агрессивных растворов выпускаются погружные центробежные скважинные четырехдюймовые ЭЦНК4 и шестидюймовые ПЭН6 электронасосы, которые изготавливаются из хромоникелевой нержавеющей стали 12Х18Н10Т или титана (табл. 1.14).

2.2.2. Выбрать типоразмер применяемых обсадных колонн, способы изоляции продуктивного пласта и обсадных колонн, обосновать диаметры бурения скважины по интервалам и глубинам /1 с. 155–158; 2. с. 54 – 119; 3, с. 661 – 686/.

3. Отчет должен включать схему выбранной конструкции скважины и с необходимыми обоснованиями (диаметр фильтра, выбор и расчеты раствороподъемного оборудования, выбор типоразмера обсадных колонн и т.д.)

Рекомендуемая литература

1. Добыча урана методом подземного выщелачивания / под ред. В.А. Мамилова. – М.: Атомиздат, 1980. – 248 с.
2. Сергиенко И.А., Мосеев А.Ф. Бурение и оборудование геотехнологических скважин. – М.: Недра, 1984. – 224 с.
3. Бурение разведочных скважин: учеб. для вузов / Н.В. Соловьев, В.И. Брылин, В.Г. Храменков и др. / под общ. ред. Н.В. Соловьева. – М.: Высш. шк., 2007. – 904 с.

Лабораторная работа № 8

РАЗРАБОТКА И ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНЫХ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА УРАН ВРАЩАТЕЛЬНЫМ СПОСОБОМ

1. Содержание работы: выбрать и обосновать рациональные режимные параметры бурения для заданных геологических условий.

2. Порядок выполнения работы.

2.1. В соответствии с заданием (Приложения 1 и 2, лабораторная работа № 1, табл. 1.6) уточнить выбранный тип породоразрушающего инструмента.

2.2. Рассчитать или определить по литературным источникам диапазон режимных параметров для каждого выбранного ПРИ. Исходные данные и выбранные параметры занести в табл. 1.15.

Таблица 1.15

Интервал бурения, м	Диаметр скважины, мм	Горная порода		Тип породоразрушающего инструмента	Режимные параметры									
		Название	Категория по буримости		Осевая нагрузка			Частота вращения			Расход жидкости			
					расчетная		Принятая, даН (оптимальная)	расчетная		Принятая, об/мин (оптимальная)	расчетный			
					Удельная, даН/см ² или даН/резец	Полная, даН		Окружная скорость, м/с	Частота вращения, об/мин		Удельный, л/мин на 1 см	Полный, л/мин	Принятый, л/мин (оптимальный)	

2.2.1. Порядок выбора диапазона режимных параметров для бурения твердосплавными коронками:

- осевая нагрузка /1, с. 161–164; 2, с. 220–222/;
- частота вращения /1, с. 161–164; 2, с. 220–222/;
- расход промывочной жидкости /3, с. 190–191/.

2.2.2. Порядок выбора диапазона режимных параметров для бурения твердосплавными долотами:

- осевая нагрузка /1, с. 167; 2, с. 224; 3, с. 346; 6, с. 188–189/;
- частота вращения /1, с. 167; 6, с. 189–190/;
- расход промывочной жидкости /1, с. 191, 193; 2, с. 198, 224; 6, с. 190/.

2.2.3. Порядок выбора диапазона режимных параметров для бурения шарошечными долотами:

- осевая нагрузка /2, с. 286; 3, с. 312–314; 6, с. 188–191/;
- частота вращения /1, с. 192–193; 3, с. 312–314; 6, с. 188–191/;
- расход промывочной жидкости /2, с. 286; 3, с. 312–314; 6, с. 188–191/.

2.2.4. Порядок выбора диапазона режимных параметров для бурения алмазными коронками:

- осевая нагрузка /1, с. 189, 193; 3, с. 102; 6, с. 147–148/;
- частота вращения /1, с. 192–193; 6, с. 145–147/;
- расход промывочной жидкости /1, с. 191, 193; 6, с. 148–155/.

2.3. Обосновать рациональные (оптимальные) режимные параметры на основании выбранных или рассчитанных /4, с. 217–218; 5, с. 130–135, 192–199/.

3. Отчет по работе должен включать исходные данные, все расчеты по определению режимных параметров, обоснование оптимальных значений.

Рекомендуемая литература

1. Воздвиженский Б.И., Волков С.А., Волков А.С. Колонковое бурение. – М.: Недра, 1982. – 360 с.
2. Воздвиженский Б.И., Голубинцев О.Н., Новожилов А.А. Разведочное бурение. – М.: Недра, 1979. – 510 с.
3. Породоразрушающий инструмент для геологоразведочных скважин: справочник / Н.И. Корнилов и др. – М.: Недра, 1979. – 359 с.
4. Справочное руководство мастера геологоразведочного бурения / Г.А. Блинов и др. – Л.: Недра, 1983. – 400 с.
5. Сулакшин С.С. Практическое руководство по геологоразведочному бурению. – М.: Недра, 1978. – 333 с.
6. Бурение разведочных скважин: учеб. для вузов / Н.В. Соловьев, В.И. Брылин, В.Г. Храменков и др. / под общ. ред. Н.В. Соловьева. – М.: Высш. шк., 2007. – 904 с.

Лабораторная работа № 9

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН И ИХ РЕГУЛИРОВАНИЕ

Эффективность бурения скважин во многом определяется составом промывочной жидкости, а также зависит от схемы и режима промывки скважины в процессе бурения. Рациональные условия применения различных видов очистных агентов зависят от их состава, качества и технологических свойств, которые в свою очередь определяются составом и свойствами перебуриваемых горных пород, возможными осложнениями при бурении, видом и составом подземных вод, пластовым давлением и др. Качество промывочной жидкости для конкретных условий регулируется различными добавками (химическими реагентами). С этих точек зрения ниже рассмотрены 2 раздела: определение свойств и регулирование качества промывочной жидкости.

9.1. Функциональные свойства промывочных жидкостей

Для контроля свойств промывочных жидкостей измеряют целый ряд их параметров, которые определяют соответствие этих свойств условиям бурения скважин. Основными свойствами промывочных жидкостей являются:

- ◆ плотность,
- ◆ условная вязкость;
- ◆ статическое напряжение сдвига

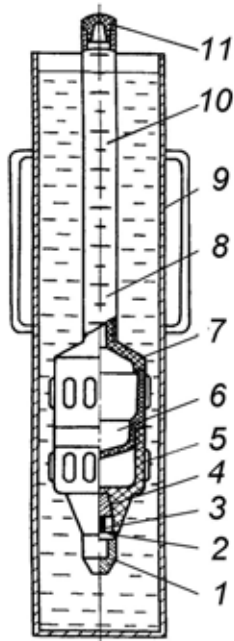


Рис. 1.12. Ареометр АГ-ЗПП в составе комплекта АБР-1

- ◆ водоотдача и толщина фильтрационной корки,
- ◆ содержание песка,
- ◆ стабильность,
- ◆ реологические параметры.

9.1.1. Плотность

Плотность промывочной жидкости – это масса единицы ее объема.

Величина плотности определяет гидростатическое давление $P_{гс}$ на забой и стенки скважины столба промывочной жидкости

$$P_{гс} = \rho q H,$$

где $P_{гс}$ – гидростатическое давление, Па; ρ – плотность промывочной жидкости, кг/м³; q – ускорение свободного падения, м/с²; H – высота столба промывочной жидкости, м.

Для предупреждения флюидопроявлений гидростатическое давление столба промывочной жидкости должно превышать пластовое (поровое) давление $P_{п}$.

При возникновении поглощений промывочной жидкости в процессе бурения (с выходом или без выхода циркуляции) $P_{гс}$ может быть снижена уменьшением плотности промывочной жидкости.

В интервалах, сложенных породами, склонными к потере устойчивости (глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами и др.) плотность промывочной жидкости устанавливается, исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины.

Однако давление на пласт может быть принято несколько больше минимально необходимого для предотвращения флюидопроявлений.

Как правило, для повышения эффективности буровых работ рекомендуется использовать промывочные жидкости с минимальной плотностью, достаточной для предотвращения флюидопроявлений и нарушений устойчивости стенок скважин в высокопластичных породах.

1. Содержание работы: определить плотность промывочной жидкости.

2. Оборудование и материалы: ареометр АГ-ЗПП (рис. 1.12), входящий в комплект АБР-1, вода, промывочная жидкость.

Ареометр АГ-ЗПП, состоит из мерного стакана 5, доньшка 6, поплавка 7, стержня 8 и съемного калибровочного груза 1. На стержне 8

поплавка 7 имеется две шкалы 10 и на противоположной поверхности – шкала поправок, а в верхней части этого стержня размещена пробка 11. В нижней части стакана 5 расположена заглушка 2, внутри которой помещаются компенсационный груз 3 и балласт 4. Кроме того, в комплект входит металлический футляр в виде ведерка 9 с крышкой, служащей пробоотборником для раствора.

Техническая характеристика ареометра

Диапазон измерения плотности, кг/м ³	
со съёмным грузом	800–1700
без груза	1700–2600
Цена деления шкалы, кг/м ³	10
Вместимость мерного стакана, см ³	78,5

3. Порядок выполнения работы

3.1. Подготовить 2 глинистых раствора с условной плотностью $\rho_1 = 1100 \text{ кг/м}^3$, $\rho_2 = 1200 \text{ кг/м}^3$ из одной глины, ($\rho_r = 2500 \text{ кг/м}^3$).

Количество глины и воды для приготовления 1 м³ промывочной жидкости требуемой плотности рассчитывается по следующим формулам:

$$m_r = \rho_r(\rho - \rho_v) / [\rho_r - \rho_v(0,9 + \rho_r \cdot 10^{-4})],$$

$$V_r = m_r(0,9 + \rho_r \cdot 10^{-4}) / \rho_r,$$

$$V_v = 1 - V_r,$$

$$m_v = V_v \rho_v,$$

где m_r , m_v – масса глины и воды, кг; V_r, V_v – объем глины и воды, м³; ρ_r , ρ , ρ_v – плотность глины, промывочной жидкости и воды, кг/м³.

Выбранные и рассчитанные данные занести в табл. 1.16.

Таблица 1.16

Выбранные, расчетные и измеренные данные показателя плотности промывочных жидкостей (ПЖ)

№	Планируемый показатель плотности ПЖ, ρ , кг/м ³	Расчетные количественные показатели промывочных жидкостей				Измеренный показатель плотности ПЖ, ρ , кг/м ³
		m_r , кг	m_v	V_r	V_v	
1	1100					
2	1200					

3.2. Отделить в ареометре доньшко поплавка от мерного стакана, доньшко и стакан промыть водой и насухо протереть.

3.3. Налить в ведро чистую воду.

3.4. В мерный стакан ареометра налить воду из ведра, в котором производится замер. Соединить доньшко со стаканом поворотом до упора.

3.6. Погрузить ареометр в ведро. При стабильном положении прибора прочесть и записать показания и знак «+» или «-» поправки по поправочной шкале.

3.7. Поднять прибор, отсоединить стакан от доньшка и вылить воду в ведро.

3.8. Приготовить две промывочных жидкости (глинистого раствора) с различным количеством глины (см. п. 3.1) – растворы разной плотности.

3.9. Залить в мерный стакан ареометра 1-ю пробу промывочной жидкости, соединить стакан с доньшком. Тщательно смыть водой излишки промывочной жидкости с поверхности ареометра.

3.10. Погрузить ареометр в футляр-ведро с водой. Отсчет плотности берут по уровню воды в сосуде обычно по левой шкале со значениями плотности до 1700 кг/м^3 . Если раствор утяжеленный и ареометр полностью тонет в воде, груз 1 снимают, опускают ареометр в воду без груза, и отсчет берут по правой шкале с большими значениями плотности – до 2600 кг/м^3 .

3.11. Провести подобный опыт со 2-й пробой.

3.12. Результаты испытаний занести в табл. 16.

Тарировка ареометра. Тарировка ареометра производится периодически в процессе его эксплуатации. Для этого в мерный стакан ареометра с надетым калиброванным грузом наливают воду плотностью $(1000 \pm 1) \text{ кг/м}^3$ и погружают прибор в ведро с водой такой же плотности, предварительно установив пробку на стержне ареометра в перевернутом состоянии.

При отклонении показаний ареометра от отметки $(0 \pm 10) \text{ кг/м}^3$ поправочной шкалы в пробку засыпают металлические шарики диаметром 2–3 мм до тех пор, пока показания прибора по поправочной шкале не станут равными $(0 \pm 10) \text{ кг/м}^3$. После этого шарики высыпают в стержень ареометра и закрывают его пробкой.

9.1.2. Условная вязкость.

Условная вязкость – величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению. В нашей стране условная вязкость (УВ) определяется временем истечения 500 см^3 промывочной жидкости через трубку с диаметром отверстия 5 мм вискозиметра, воронку которого заполняют 700 см^3 жидкости.

1. Содержание работы: определить условную вязкость промывочной жидкости.

2. Оборудование и материалы: вискозиметр ВБР-1, входящий в комплект АБР-1, вода, промывочная жидкость.

Комплект ВБР-1 (рис. 1.13) состоит из воронки 1 герметично соединенной с трубкой 2, мерной кружки 3 и сетки 4.

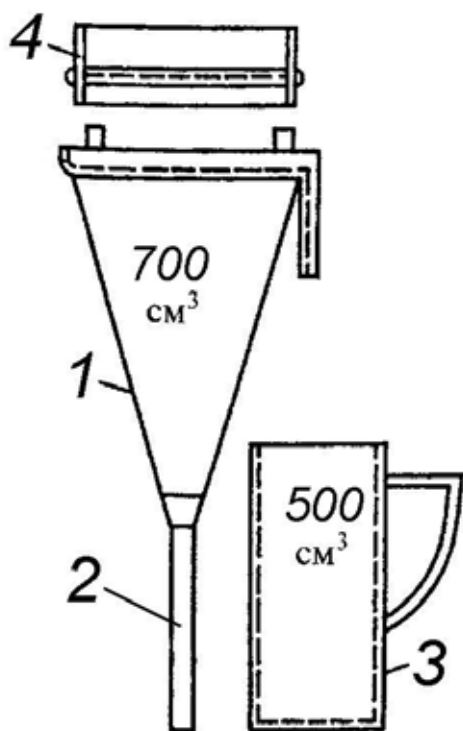


Рис.1.13. Вискозиметр ВП-5 в составе комплекта ВБР-1

Техническая характеристика ВБР-1

Постоянная вискозиметра (время истечения 500 см ³ дистиллированной воды, с)	15
Диаметр отверстия трубки вискозиметра, мм	5
Длина трубки вискозиметра, мм	100
Вместимость, см ³ :	
воронки вискозиметра	700
мерной кружки	500

3. Порядок выполнения работы.

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

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

3.3. В момент заполнения кружки до края промывочной жидкостью остановить секундомер и прочесть его показания.

За **условную вязкость** (T, c) 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.

3.4. Результаты испытаний занести в табл. 1.17.

Примечание. Периодически **проверять постоянную вискозиметра** истечением дистиллированной (чистой пресной) воды. Производить не менее трех замеров, среднее значение которых для пригодного к работе вискозиметра должно составлять $(15 \pm 0,5) c$.

9.1.3. Водоотдача и толщина фильтрационной корки.

1. Содержание работы: определить показатели фильтрации промывочной жидкости.

2. Оборудование и материалы: прибор ВМ-6, бумажные фильтры, промышленное масло, промывочная жидкость.

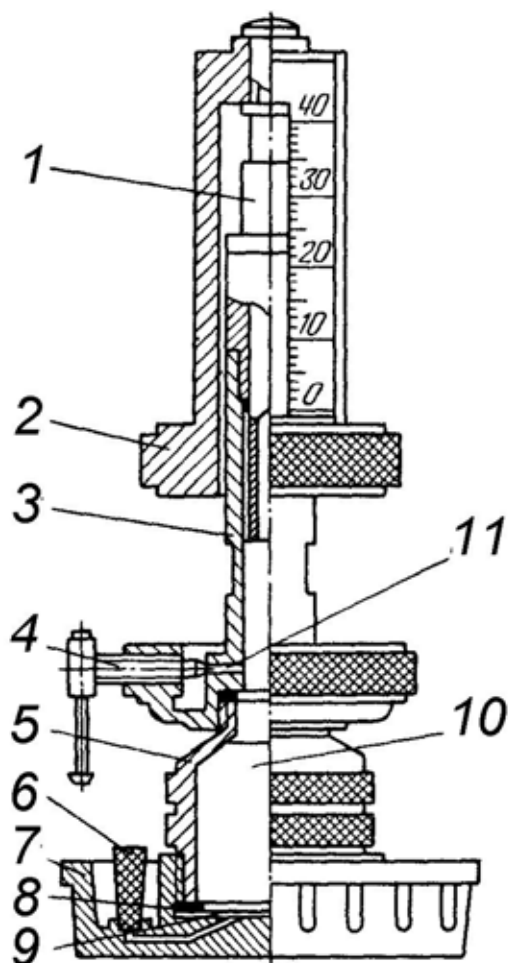


Рис. 1.14. Прибор ВМ-6

Прибор ВМ-6 (рис. 1.14) состоит из трех узлов: основания, напорного цилиндра с плунжером и фильтрационного стакана с принадлежностями. Фильтрационный стакан 5 в верхней части имеет горловину с наружной резьбой, нижний конец его также имеет резьбу. Узел напорного цилиндра состоит из собственно цилиндра 3 с ввернутой в него втулкой, плунжера 1 и груза-шкалы 2, укрепленного на плунжере. Шкала нанесена на прозрачной пластмассовой планке и прикреплена к грузу винтами. Сквозь шкалу видна отсчетная риска на верхнем конце втулки цилиндра.

В нижней части цилиндра имеется отверстие, которое служит для спуска масла 11 из цилиндра при установке шкалы на «0» (совмещение нулевой риски шкалы с отсчетной риской втулки цилиндра). Отверстие перекрывается иглой 4. Цилиндр соединяется с фильтрационным стаканом с помощью резьбы. Для уплотне-

ния места соединения предусмотрена прокладка из маслостойкой резины. Основание 7 представляет собой пластмассовую чашу с резьбой для соединения с фильтрационным стаканом, отверстием под пробку 6 и каналами для сбора фильтрата. На поверхность основания укладывается фильтровальная бумага 9, на которой размещается кольцевая резиновая прокладка 8, герметизирующая соединение основания и фильтрационного стакана.

Принцип работы прибора ВМ-6 основан на способности жидкости отфильтровываться под давлением из раствора 10 через фильтровальную бумагу 9, на поверхности бумаги при этом формируется фильтрационная корка. За показатель водоотдачи (фильтрации) принимается количество жидкости, отфильтрованной через круглый бумажный фильтр за 30 мин при избыточном давлении 0,1 МПа.

Техническая характеристика ВМ-6

Предел измерения показателя фильтрации за 30 мин при диаметре фильтра 75 мм, см ³	40
Цена деления шкалы, см ³	1
Погрешность измерения, см ³	0,5
Давление фильтрации, МПа	0,1
Фактический диаметр фильтра, мм	53
Объем пробы промывочной жидкости, см ³	100

3. Порядок выполнения работы:

3.1. Отвернуть цилиндр от фильтрационного стакана, извлечь стакан из основания, извлечь пробку. Фильтрационный стакан и основание прибора промыть горячей водой и насухо протереть.

3.2. Плунжерную пару смазать индустриальным маслом И-30А, проверить плавность движения плунжера, закрыть иглу.

3.3. Смочить один или два заготовленных заранее фильтра водой, вложить их в основание прибора и промокнуть сухим кружком фильтровальной бумаги. Поверх подготовленного таким образом фильтра уложить резиновую прокладку, вернуть фильтрационный стакан в основание, вставить пробку. Подготовить секундомер.

3.4. Залить в фильтрационный стакан предварительно перемешанную пробу промывочной жидкости, не доливая до края на 3–4 мм.

3.5. Навернуть цилиндр на стакан. Налить в цилиндр индустриальное масло И-30А, не доливая до верхнего края втулки 10 мм.

3.6. Вставить плунжер в цилиндр.

3.7. Приоткрыть иглу и, вращая плунжер рукой за накатку на грузе, подвести нулевое деление шкалы к отсчетной риске на верхнем крае

втулки. Если нулевое деление шкалы опустится ниже риски, то фактическое начальное показание прибора по шкале нужно принять за нулевое, вычитая его из всех промежуточных и окончательного отсчетов.

3.8. В момент вытаскивания пробки включить секундомер.

3.9. Через 30 мин взять отсчет, все это время периодически, вначале чаще, вращая плунжер рукой за накатку на грузе. Этот отсчет и является показателем водоотдачи промывочной жидкости (V , см³/30 мин.). Данные измерения занести в табл. 1.17.

3.10. После взятия отсчета открыть иглу, выпустить масло в чашку цилиндра и при открытой игле вынуть из него плунжер. Затем закрыть иглу, отвернуть цилиндр от стакана и слить масло из чашки в масляный бачок.

3.11. Извлечь фильтр с образовавшейся на нем фильтрационной коркой и измерить ее толщину (K). Измеренную величину занести в табл. 1.17.

9.1.4. Статическое напряжение сдвига

Статическое напряжение сдвига характеризует прочность структуры глинистого раствора, образующейся за определенное время его пребывания в покое. Количественной мерой прочности структуры является то минимальное напряжение, которое придает раствору текучесть и которое называют статическим напряжением сдвига.

Статическое напряжение для нормальных глинистых растворов находится в пределах $\theta_1 = 1,5 - 2,0$ Па, $\theta_{10} = 2,5 - 4,0$ Па.

При низких значениях статического напряжения сдвига буровой шлам быстро выпадает в осадок, что может привести к прихвату бурового инструмента. При повышенных его значениях происходит более эффективное коагулирование пор и трещин, что способствует устранению поглощения промывочной жидкости. Но при этом хуже очищается буровой раствор от шлама на поверхности, возрастают пусковые давления на насосе.

1. Содержание работы: определить статическое напряжение сдвига промывочной жидкости.

2. Оборудование и материалы: вискозиметр СНС-2, промывочная жидкость.

Прибор СНС-2 (рис. 1.15), состоит из цилиндра б, подвешенного на упругой

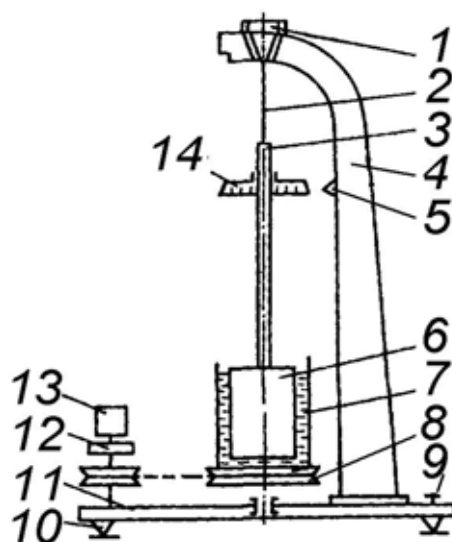


Рис. 1.15. Схема СНС-2

нити 2 с помощью конуса 1, кронштейна 4, стакана 7, установленного на столике 8. Вращение с частотой $0,2 \text{ мин}^{-1}$ через редуктор 12 и шкив передается столику от электродвигателя 13. Во избежание скольжения испытуемого раствора поверхность подвешенного цилиндра сделана рифленой. На трубке 3, соединенной с цилиндром, укреплен лимб 14 с делениями от 0 до 360° . На уровне лимба на кронштейне находится указатель 5. Для установки станины 11 прибора в горизонтальное положение имеются опорные 10 и установочные 9 винты.

Техническая характеристика СНС-2

Пределы измерения статического напряжения сдвига в Па при диаметре нити в мм:

0,3	0–10
0,4	0–30
0,5	0–80
Частота вращения стакана, мин	0,2
Наружный диаметр цилиндра, мм	40
Высота измерительного цилиндра, мм	60
Максимальный угол поворота измерительного цилиндра, град	300
Приведенная погрешность измерения, %	не более 5

3. Порядок выполнения работы:

3.1. Установить внешний стакан в опору, собрать упругую систему, для чего нить нужного предела измерения вставить в трубку и ее нижний конец укрепить винтом. За верхний конец нити подвесить упругую систему к стойке.

3.2. Станину прибора с помощью установочных винтов приводят в горизонтальное положение, о чем будет свидетельствовать соосное расположение цилиндра 6 в стакане 7. Поворотом конуса совмещают ноль лимба 14 с указателем, после чего конус фиксируется легким нажатием сверху.

3.3. В зазор между цилиндром и стаканом заливают исследуемую жидкость до тех пор, пока уровень ее не совпадет с верхним основанием цилиндра 6. Испытуемую жидкость хорошо перемешивают путем вращения (вручную) внутреннего цилиндра, после чего ноль лимба совмещают с указателем, включают секундомер и жидкость оставляют в покое до образования структуры. Жидкость выдерживают в покое после установки внутреннего цилиндра в течение 1 мин.

3.4. При включении электромотора вращение стакана через структуру раствора передается внутреннему цилиндру 6, который закручива-

ет упругую нить 2. Закручивание нити с цилиндром 6 вследствие пластической деформации раствора постепенно снижается. В момент, когда сила сопротивления нити при закручивании станет равной силе сопротивления трения между раствором и поверхностью цилиндра, структура раствора разрушается и цилиндр останавливается. Угол закручивания нити (φ) определяют по лимбу прибора с помощью указателя, закрепленного на штативе.

3.5. Затем раствор в стакане вновь перемешивают и производят аналогичное измерение угла закручивания φ через 10 мин выдержки раствора в покое.

Статическое напряжение сдвига (Па) вычисляют по формулам

$$\theta_1 = K(\varphi_2 - \varphi_1);$$

$$\theta_{10} = K(\varphi_2 - \varphi_1),$$

где φ_1 и φ_2 начальный и конечный отсчет соответственно по шкале лимба, град.; K – константа прибора, характеризующая величину статического напряжения, приходящегося на 1 градус угла закручивания нити, Па/град.

3.6. Результаты измерений и расчета занести в табл. 1.17.

9.1.5. Содержание песка

1. Содержание работы: определить содержание загрязняющих промывочную жидкость примесей (содержание песка).

2. Оборудование и материалы: отстойник ОМ-2, промывочная жидкость.

Металлический отстойник ОМ-2 (рис. 1.16.), представляет собой цилиндр 2 со стеклянной измерительной пробиркой 4 в нижней части. На боковой поверхности пробирки нанесена шкала 8 с делениями через $0,1 \text{ см}^3$. Пробирка крепится к нижней части цилиндра 2 с помощью винта 7, перекладки 6 и прокладок 3 и 5. Сверху отстойник закрывается крышкой 1, которая используется как мерный сосуд. В верхней части цилиндра имеется отверстие, регламентирующее вместимость цилиндра.

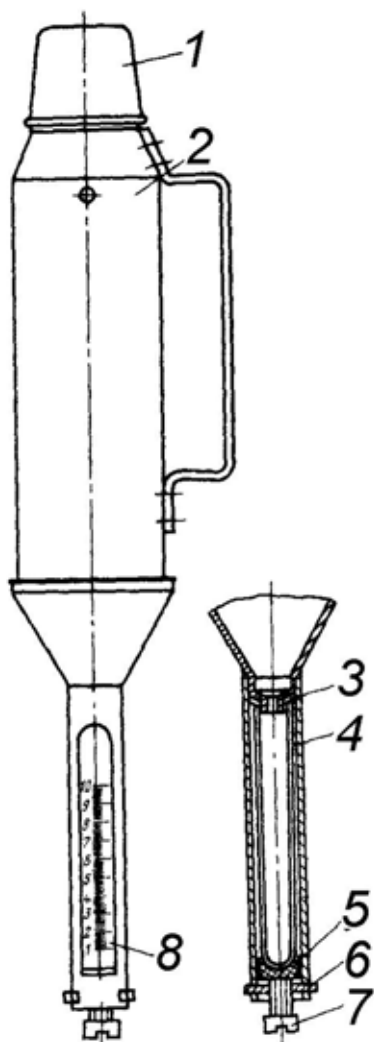


Рис. 1.16. Отстойник ОМ-2

Техническая характеристика ОМ-2

Вместимость, см ³ :	
отстойника	600
отстойника до сливного отверстия	500
крышки	50
пробирки	10
Масса, кг	0,39

3. Порядок выполнения работы:

3.1. В отстойник заливают сначала 200–300 см³ воды, затем 50 см³ испытуемой жидкости из крышки. Воду доливают до тех пор, пока она не начнет выливаться через отверстие. Закрывают крышкой отстойник и, прикрывая пальцем боковое отверстие, интенсивно взболтать содержимое отстойника.

3.2. После этого отстойник устанавливают в вертикальное положение и оставляют в покое на 1 мин. За это время из раствора оседают частицы размером более 0,02 мм.

3.3. По делениям на шкале определяют объем осевших частиц (в см³) и полученный результат умножают на 2; получают содержание песка, выраженное в процентах.

3.4. Результаты измерений заносят в табл. 1.17.

9.1.6. Стабильность и суточный отстой.

1. Содержание работы: определить стабильность промывочной жидкости и суточный отстой.

2. Оборудование и материалы: цилиндр ЦС-2, ареометр АБР-1, промывочная жидкость.

Стабильность раствора определяется с помощью цилиндра ЦС-2, ареометра АБР-1. Показатель стабильности представляет собой разность плотностей нижней и верхней половин пробы раствора, отстоянной в течение суток в цилиндре.

Цилиндр ЦС-2 (рис. 1.17) выполнен из листового железа. Посредине корпуса 2 цилиндра имеется отвод с резиновой пробкой 1 для слива верхней половины раствора.

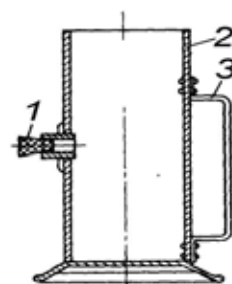


Рис. 1.17. Цилиндр стабильности ЦС-2

Техническая характеристика цилиндра ЦС-2

Вместимость цилиндра, см ³	720
Высота, мм	200
Масса, кг	0,36

3. Порядок выполнения работы:

3.1. Цилиндр вымыть и насухо вытереть внутри и снаружи. Отвод закрыть пробкой.

3.2. Подготовить пробу промывочной жидкости, тщательно перемешать ее, залить до краев в цилиндр и оставить его в покое на 24 часа.

3.3. По истечении этого времени открыть пробку, слить в кружку верхнюю часть пробы промывочной жидкости, тщательно перемешать ее и ареометром АБР-1 измерить плотность (ρ_1).

3.4. Закрывать отвод пробкой, оставшуюся в цилиндре промывочную жидкость тщательно перемешать и тем же прибором определить плотность ρ_2 .

3.5. Вычтя из плотности нижней части пробы плотность верхней части, получают стабильность $\Delta\rho = \rho_2 - \rho_1$, кг/м³).

3.6. Результат измерений заносят в табл. 1.17.

Таблица 1.17

Результаты измерения параметров промывочной жидкости

№ ПЖ	Вязкость	Показатели фильтрации		Статическое напряжение сдвига				Содержание песка	Стабильность ПЖ	Суточный отстой
				1 мин		10 мин				
	T,с	V, см ³ /30 мин	K, мм	$\Delta\phi_1$	θ_1 , Па	$\Delta\phi_{10}$	θ_{10} , Па	P, %	$\Delta\rho$, кг/м ³	O, %
1										
2										

Суточный отстой измеряют с помощью стеклянного мерного цилиндра вместимостью 100 см³ с ценой деления 1 см³. Испытуемую жидкость наливают в мерный цилиндр до отметки 100 см³, закрывают стеклом и оставляют в покое на 24 ч, после чего визуально определяют величину слоя прозрачной воды, выделившейся в верхней части цилиндра. Отстой выражают в процентах выделившейся жидкости от объема пробы (O, %). Результат измерений заносят в табл. 1.17.

9.2. Регулирование свойств промывочных жидкостей химическими реагентами

Все химические реагенты по действию на свойства промывочных жидкостей принято условно делить на следующие группы: понизители водоотдачи; понизители вязкости; структурообразователи; смазочные добавки; регуляторы щелочности; эмульгаторы; ингибиторы; пеногасители; понизители твердости горных пород; регуляторы термостойкости.

При бурении скважин для разведки урановых месторождений и подземного выщелачивания наиболее важно регулировать следующие

свойства промывочных жидкостей: водоотдачу, вязкость, структурообразование, поверхностное натяжение. Для снижения водоотдачи могут быть использованы: карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), гидролизованный полиакрилонитрил (гипан), конденсированная сульфит–спиртовая барда (КССБ), углещелочной реагент (УЩР), реагент К–4 и др. Для изменения вязкости могут быть применены: сульфированный нитролигнин (сунил), КССБ, УЩР, реагент К–9 и др. На изменение структурообразования оказывают основное влияние: каустическая сода (NaOH), кальцинированная сода (Na₂CO₃), поваренная соль (NaCl), жидкое стекло (Na₂O·nSiO₂). Снижают поверхностное натяжение поверхностно–активными веществами (ПАВ)-эмульгаторами ОП–4, ОП–7, ОП–10 и др.

1. Содержание работы: изучение характера влияния различных химических реагентов на основные свойства промывочных жидкостей.

2. Оборудование и материалы: смесительное устройство типа «Воронеж-2»; магнитная мешалка; вискозиметр СПВ-5 (ВБР-1); прибор ВМ-6; кружки вместимостью 1 л; секундомер; стеклянные палочки; фильтрационная бумага; бланк с логарифмической сеткой; масло веретенное; глинопоорошок или комовая глина; химические реагенты; вычислительная техника.

3. Порядок выполнения работы:

3.1. Приготовить с помощью смесительного устройства 1 л глинистого раствора с заданным содержанием твердой фазы. Время перемешивания раствора 25–30 мин.

3.2. Приготовить с помощью магнитной мешалки по 250 мл водных растворов заданных химических реагентов пяти- или десятипроцентной концентрации.

3.3. Определить у исходного глинистого раствора условную вязкость, водоотдачу, толщину фильтрационной корки, статическое напряжение сдвига через 1 и 10 минут.

3.4. В исходный глинистый раствор добавить химический реагент в заданном количестве и тщательно перемешать в течение 5–10 минут. Объемное содержание химического реагента в глинистом растворе заданной концентрации определить по следующей формуле

$$V_x = n \cdot V_p / (C - n),$$

где V_x – объем водного раствора реагента, мл; C – концентрация водного раствора реагента, %; n – концентрация химического реагента в пересчете на сухое вещество в глинистом растворе после обработки, %; V_p – объем раствора, подлежащего обработке, мл (700 мл).

3.5. Определить свойства обработанного химическими реагентами глинистого раствора и занести в табл. 1.18.

3.6. Повторить опыты с другим химическим реагентом.

3.7. Построить графики зависимости свойств глинистого раствора от концентрации в нем химических реагентов.

4. Отчет по работе должен включать следующие разделы:

4.1. Цель работы.

4.2. Приборы, принадлежности и материалы, используемые при выполнении работы.

4.3. Сводные таблицы (табл. 1.16, 1.17, 1.18) результатов измерений основных свойств глинистого раствора, в том числе с различной концентрацией химических реагентов.

4.4. Графики зависимости свойств глинистого раствора от концентрации химических реагентов.

4.5. Выводы.

Таблица 1.18

Результаты измерений свойств глинистого раствора с различной концентрацией химических реагентов

№	Наименование хим. реагента	Концентрация реагента в % на сухое вещество, п	Параметры глинистого раствора			
			T,с	V, см ³ /30мин	K, мм	Θ,Па
1	нет	нет				
2						
3						
4						

Лабораторная работа № 10
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНЫХ
РАСТВОРОВ ДЛЯ ЗАКРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН.
ВЫБОР СПОСОБА И РАСЧЕТ ТАМПОНИРОВАНИЯ
ДОБЫЧНЫХ СКВАЖИН

Эффективность работы скважин подземного выщелачивания, объем извлекаемого из недр уранового сырья, экологическая обстановка в районах добычи урана, вероятность возникновения различного рода осложнений как при бурении, так и в процессе эксплуатации залежей, в значительной степени определяются качеством изоляции пластов, содержащих различные флюиды, и не только друг от друга, но и от дневной поверхности. Изоляционную роль выполняет тампонажный раствор, получаемый путем затворения тампонажного цемента водой или другой жидкостью, который заполняет затрубное пространство в про-

цессе тампонирования скважины и в течение непродолжительного периода времени превращается в тампонажный камень.

Тампонажный раствор должен легко и без осложнений транспортироваться в требуемый интервал заколонного пространства, полностью вытесняя из него буровой раствор, после чего быстро превращаться в непроницаемый тампонажный камень, прочно контактирующий с породами в стенке скважины и обсадными трубами, а также стойкий к механическим, химическим и термическим воздействиям в течение длительного срока. Кроме того, необходимо, чтобы после затвердевания раствора образованный тампонажный камень не уменьшался в объеме и не создавал каналов в затрубном пространстве.

Весьма важным моментом является способ доставки тампонажного раствора в скважину. Поэтому в работе рассмотрены 2 раздела: определение свойств тампонажной смеси и способы ее доставки в скважину.

Работа состоит из двух разделов:

- ◆ состав и свойства тампонажного раствора (смеси);
- ◆ способы и расчет тампонирования скважин.

10.1. Состав и свойства тампонажного раствора (смеси)

1. Оборудование, приборы и материалы: конус АзНИИ, ВИКА, ВМ-6, ареометр АГ-ЗПП, мерный цилиндр объемом 250 мм, секундомер, тампонажный материал, плакаты, техническая литература.

2. Порядок выполнения работы:

2.1. Изучить назначение, устройство и принцип работы конуса АзНИИ, приборов ВИКА, ВМ-6, ареометра АГ-ЗПП.

2. 2. Приготовить тампонажную смесь.

2.2.1. Отвесить 400 г. испытуемого тампонажного материала, высыпать в чашку и сделать в цементе углубление.

2.2.2. Отвесить по $m_{жз}$ жидкости затворения. Необходимое количество жидкости затворения определяется по формуле

$$m_{жз} = m_{тм} \cdot (В:Ц),$$

где $m_{жз}$ – вес жидкости затворения, г; $m_{тм}$ – вес тампонажного материала, г; В:Ц – водоцементное отношение.

2.2.3. В углубление в цементе за один прием влить жидкость затворения.

2.2.4. Углубление засыпать цементом и через 30 с сначала осторожно перемешивают, а затем энергично растирают тесто лопаткой (продолжительность перемешивания 5 мин с момента доливания воды). Количественный состав элементов смеси записать в табл. 1.19.

10.1.1. Определение подвижности тампонажного раствора

Подвижность тампонажного раствора определяет величину гидравлических сопротивлений, которые раствор оказывает при течении в циркуляционной системе скважины. Гидравлические сопротивления могут быть рассчитаны, если известны реологические параметры тампонажного раствора – пластическая вязкость ($\eta_{пл}$) и динамическое напряжение сдвига (τ_0), определяемые с помощью ротационного вискозиметра. Измерения этих параметров для тампонажных растворов сложны и трудоемки, поэтому при испытаниях тампонажных растворов в производственных условиях применяют в основном метод оценки подвижности тампонажного раствора по его растекаемости.

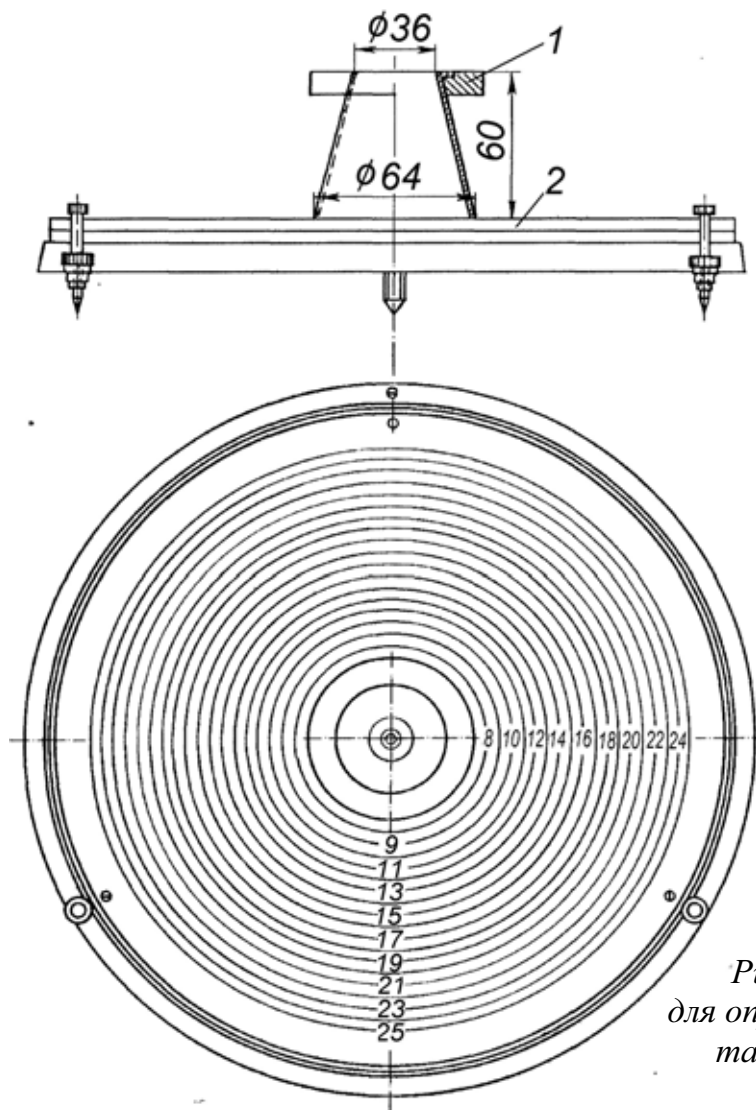


Рис. 1.16. Конус АзНИИ для определения растекаемости тампонажных растворов

1. Содержание работы: определение растекаемости тампонажного раствора.

2. Приборы и материалы: конус АзНИИ (КР-1 по ТУ 25-04-52 -75), (рис. 1.16), приготовленная цементная смесь.

Прибор состоит из формы-конуса 1 и измерительного столика 2. Измерительный столик – это плита, снабженная шкалой, которая представляет собой круг, расчерченный concentрическими окружностями, нанесенными через 5 мм. Регулировочные винты для установки плиты в горизонтальном положении служат одновременно и опорами прибора. Внутренняя поверхность конуса – отполирована.

3. Порядок выполнения работы:

3.1. Регулировочными винтами по уровню установить плиту в горизонтальное положение.

3.2. Внутреннюю поверхность конуса и стекло перед испытанием протереть влажной тканью.

3.3. Форму-конус установить на стекле в центре измерительного столика таким образом, чтобы внутренняя окружность формы совпадала с начальной окружностью шкалы столика.

3.4. Готовым цементным раствором заполняют форму-конус до верхнего торца. Интервал времени от момента окончания перемешивания до момента начала заполнения конуса не должен быть более 5 с.

3.5. Конус резко поднять в вертикальном направлении.

3.6. После растекания расплыва цементного теста по стеклу измерить во взаимно перпендикулярных направлениях металлической линейкой наибольший и наименьший диаметры. По полученным отсчетам определяют средний диаметр расплыва, который служит оценкой растекаемости тампонажной смеси. За значение растекаемости принимают среднее из результатов двух измерений.

3.7. Результаты измерений занести в табл. 1.19.

10.1.2. Определение сроков схватывания и времени загустевания тампонажных растворов

Определение сроков схватывания тампонажных растворов

Наиболее быстро схватывание тампонажного раствора происходит в том случае, когда он после затворения остается в покое.

1. Содержание работы: определение сроков начала и конца схватывания тампонажных растворов. Простейший способ характеристики скорости схватывания в статических условиях основан на периодическом измерении глубины погружения в твердеющий тампонажный раствор иглы определенного сечения под действием груза определенной массы.

2. Оборудование и материалы: прибор ВИКА, тампонажный раствор.

Прибор Вика (рис. 1.17) имеет цилиндрический металлический стержень 6, свободно перемещающийся в обойме станины 7. Для закрепления стержня на требуемой высоте служит зажимной винт 3.

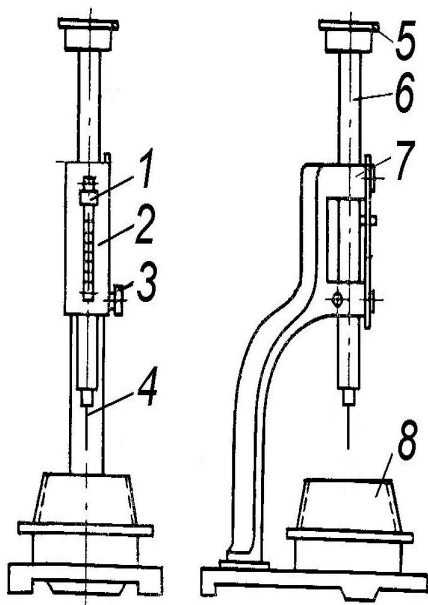


Рис. 1.17. Прибор ВИКА для определения сроков схватывания тампонажного раствора

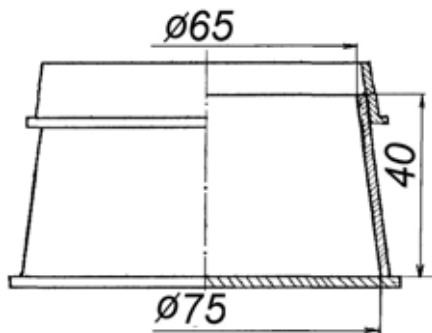


Рис. 1.18. Кольцо прибора ВИКА с надставкой

Стержень снабжен указателем 1 для отсчета перемещения его относительно шкалы 2 с делениями от 0 до 40 мм, прикрепленной к станине. Шкала имеет цену деления через 1 мм. При определении сроков схватывания применяется игла 4.

Игла изготавливается из стальной жесткой нержавеющей проволоки с полированной поверхностью, она не должна иметь искривлений. Поверхность иглы должна быть чистой. При пользовании прибором масса перемещающейся части прибора должна быть равной 300 г, включая дополнительный груз 5, который накладывается сверху стержня.

Коническое кольцо 8 (рис. 1.18) для тампонажного раствора имеет следующие размеры: внутренний диаметр верхнего основания 65 ± 5 мм, нижнего 75 ± 5 мм, высота $40 \pm 0,5$ мм. Под кольцо подкладывается пластинка. Сверху на кольцо устанавливается надставка высотой 5 мм. Кольцо к прибору Вика и пластинка, на которую устанавливают кольцо во время испытания, должны быть изготовлены из нержавеющей стали, пластмассы или стекла.

3. Порядок выполнения работы:

3.1. Перед испытаниями следует убедиться, свободно ли опускается стержень прибора Вика, а также проверить нулевое показание прибора. Кроме того, проверяют чистоту и отсутствие искривлений иглы.

3.2. Стенки кольца и пластинку, на которую оно устанавливается, смазывают слоем жидкого машинного масла. В противном случае схватывающийся тампонажный раствор будет трудно удалить из кольца.

3.3. Для определения сроков схватывания готовят 300 см^3 раствора, который после 3-минутного перемешивания заливают в кольцо прибора ВИКА до верхнего края надставки и записывают время начала затворения раствора.

3.4. Через 1 ч после затворения надставку снимают, а избыток раствора срезают вровень с краями кольца смоченной в воде металлической или деревянной линейкой.

3.5. Иглу прибора доводят до соприкосновения с поверхностью цементного теста, приготовленного и уложенного в кольцо, и в этом положении закрепляют стержень зажимным винтом; затем освобождают стержень, после чего игла должна свободно погружаться в тесто.

В начале испытания, пока тесто находится в жидком состоянии, во избежание сильного удара иглы о пластинку можно ее слегка задерживать при погружении в тесто. Как только тесто загустеет настолько, что опасность повреждения иглы будет исключена, игле дают свободно опускаться. Момент начала схватывания должен быть определен при свободном опускании иглы.

3.6. Иглу погружают в тесто через каждые 5 мин до начала схватывания и через 15 мин в последующее время, передвигая кольцо после каждого погружения для того, чтобы игла не попадала в одно и то же место. После каждого погружения иглу следует вытирать.

Началом схватывания цементного теста считается время, прошедшее от начала затворения (момент приливания воды) до того момента, когда игла не будет доходить до пластинки на 1–2 мм.

Концом схватывания цементного теста считается время от начала затворения до момента, когда игла будет опускаться в тесто не более чем на 1 мм.

3.7. Результаты измерений занести в табл. 1.19.

Определение времени загустевания тампонажного раствора

Процесс схватывания тампонажного раствора, находящегося в движении, проявляется в увеличении его динамического напряжения сдвига и пластической вязкости, что приводит к увеличению гидравлических сопротивлений при течении раствора в трубах и заколонном пространстве, и, соответственно, к повышению давления на насосах цементировочных агрегатов в процессе тампонирования.

Однако измерение реологических параметров тампонажного раствора в области, близкой к пределу прокачиваемости, связано со значительными трудностями. Поэтому на практике вместо измерения показателей реологических свойств тампонажных растворов определяют изменение их консистенции во времени с помощью специальных приборов–консистометров.

1. Содержание работы: Определение времени загустевания тампонажного раствора.

2. Оборудование и материалы: прибор консистометр КЦ-5, тампонажный раствор.

Консисометр представляет собой вращающийся цилиндрический сосуд – стакан, внутри которого находится лопастная мешалка. Ось мешалки связана с калиброванной пружиной, с помощью которой измеряется усилие, передаваемое на лопасти мешалки при перемешивании раствора. Консисометр тарируется в условных единицах по истинно вязким жидкостям.

Техническая характеристика консисометра КЦ-5

Диапазон измерения консистенции, Па·с	0,5–10
Максимальная температура нагрева пробы, °С.....	90
Максимальное давление испытания, МПа	атмосферное
Частота вращения стакана с пробой, об/мин	60
Приведенная погрешность измерения консистенции, %	±4

3. Порядок выполнения работы:

3.1. Для определения консистенции готовят 650 см³ тампонажного раствора и заливают его в стакан. Уровень раствора при этом не должен доходить до верхнего края цилиндра на 3 см.

3.2. В стакан опускают мешалку, включают электродвигатель и одновременно пускают секундомер. С момента приготовления раствора до момента пуска электродвигателя должно пройти не более 5 мин. При испытаниях тампонажного раствора в консисометре КЦ-5 в момент пуска прибора и в дальнейшем через каждые 5 мин фиксируют показания по шкале (текущее значение консистенции), температуру раствора и напряжение в электронагревателе. Испытание прекращают, когда консистенция достигнет 5 Па·с.

3.3. По результатам испытаний строят кривую изменения консистенции во времени – кривую загустевания (рис. 1.19), по которой и находят срок загустевания, равный времени от начала испытаний до того момента, когда консистенция тампонажного раствора η_k достигнет значения 3 Па·с.

3.4. Результаты измерений занести в табл. 1.19.

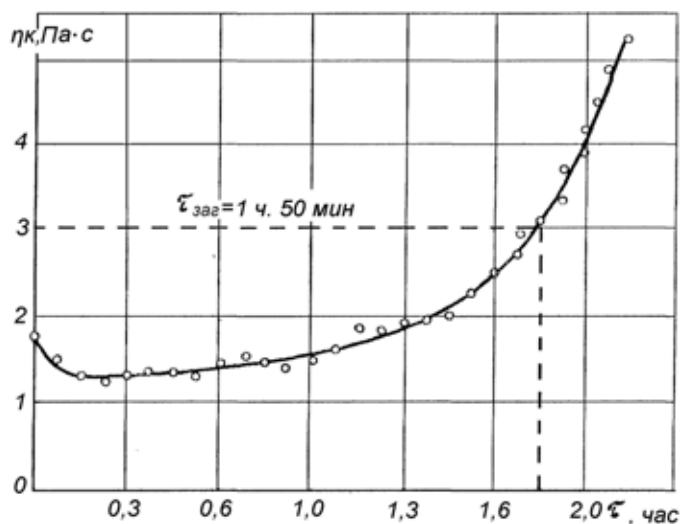


Рис. 1.19. Кривая загустевания по данным консисометра КЦ-5

10.1.3. Определение показателя фильтрации (водоотдача) тампонажного раствора

Способность тампонажного раствора удерживать жидкость затворения (воду) при наличии фильтрующей среды и перепада давления характеризуется показателем фильтрации, который определяется с помощью прибора ВМ-6, предназначенного для измерения показателя фильтрации буровых растворов.

1. Порядок выполнения работы:

1.1. Приготовить 300 см³ тампонажного раствора. После трех минутного перемешивания залить раствор в фильтрационный стакан так, чтобы уровень раствора не доходил до верхнего края горловины на 4–5 мм.

1.1. Навернуть цилиндр на стакан. Налить в цилиндр индустриальное масло И-30А, не доливая до верхнего края втулки на 10 мм.

1.2. Вставить плунжер в цилиндр. Приоткрыть иглу и, вращая плунжер рукой за накатку на грузе, подвести нулевое деление шкалы к риску на верхнем крае втулки. Если нулевое деление шкалы опустится ниже риски, то фактическое начальное показание прибора по шкале нужно принять за нулевое, вычитая его из всех промежуточных и окончательного отсчетов.

1.3. Извлечь пробку и в этот момент включить секундомер.

1.4. Брать отсчеты по шкале прибора (отсчеты берутся через 5, 10, 20, 30, 40, 50 и 60 с). При взятии отсчетов следует учесть, что из обычного тампонажного раствора вся способная к отделению вода отфильтровывается за время менее 1 мин (показатель фильтрации тампонажных растворов, приготовленных на основе стандартного тампонажного портландцемента, обычно находится в пределах 300-500 см³ за 30 мин). В этой связи обычно берут отсчет за время t , а значение показателя фильтрации, соответствующее стандартному времени замера, рассчитывают по следующей формуле

$$V = V_t \cdot (5,477 / \sqrt{t}),$$

где V – значение показателя фильтрации (водоотдачи) тампонажного раствора за стандартное время замера равное 30 мин, см³; V_t – значение показателя фильтрации тампонажного раствора за время замера равное t минутам, см³.

Другой метод определения водоотдачи – использование графика с двойной логарифмической шкалой (Приложение 5). Результаты отсчетов по шкале прибора через 5, 10, 20, 30, 40, 50 и 60 с наносятся на график. Через полученные точки проводят прямую до пересечения с ординатой, соответствующей 30 мин (1800 с), и таким образом определяют водоотдачу за 30 мин.

Для получения достоверных результатов опыта по определению показателя фильтрации тампонажного раствора рекомендуется дублировать с последующим расчетом среднего арифметического значения.

1.3. Результаты измерений (средние значения) занести в табл. 1.19.

10.1.4. Определение седиментационной устойчивости тампонажного раствора

Тампонажный раствор, представляющий собой концентрированную суспензию, должен обладать определенной седиментационной устойчивостью, т. е. не должен расслаиваться на твердую и жидкую фазы.

Седиментационную устойчивость тампонажных растворов характеризуют коэффициентом водоотделения.

1. Порядок работы:

1.1. Готовят 600 см³ тампонажного раствора, который заливают в два мерных цилиндра объемом по 250 см³ каждый. Для предотвращения испарения жидкости мерные цилиндры сверху накрывают смоченной в воде фильтровальной бумагой, после чего их оставляют в покое на 3 ч.

1.2. По истечении этого времени по делениям на стенках цилиндров отсчитывают объемы воды, выделившейся в верхней части каждого из них. Коэффициент водоотделения определяется величиной отношения объема выделившейся воды к объему исходного тампонажного раствора (250 см³)

$$B=(V_1-V_2)/V_1 \cdot 100,\%$$

где V_1 – исходный объем тампонажного раствора, см³; V_2 – объем осевшего тампонажного раствора, см³.

1.3. По результатам оценки седиментационной устойчивости тампонажного раствора, полученным в двух цилиндрах, рассчитывается среднее арифметическое значение коэффициента водоотделения. Раствор считается достаточно устойчивым в седиментационном отношении, если коэффициент водоотделения за 3 часа не превышает 2,5 %.

1.4. Результаты измерений параметров тампонажной смеси занести в табл. 1.19.

10.5. Определение плотности тампонажного раствора

1. Оборудование и материалы: прибор – ареометр АГ-ЗПП, тампонажный раствор.

2. Порядок выполнения работы.

2.1. Для определения плотности тампонажного раствора необходимо отделить доньшко поплавка от мерного стакана, доньшко и стакан промыть водой и насухо протереть.

2.2. Налить в ведро чистую воду (пресную или морскую), имеющую температуру $20 \pm 5^\circ \text{C}$. Уровень воды в ведре с погруженным в нее ареометром должен находиться не более чем в 5 мм от края ведра.

2.3. В мерный стакан ареометра налить воду из ведра, в котором производится замер, стакан при этом держать вертикально. Соединить доньшко со стаканом поворотом до упора.

2.4. Погрузить ареометр в ведро и вращением стержня согнать воздушные пузырьки. При стабильном положении прибора прочесть и записать показания, знак (+) или (-) и поправки по поправочной шкале.

2.5. Отсоединить стакан от доньшка и вылить воду в ведро. Залить в мерный стакан ареометра подготовленную пробу тампонажного раствора, соединить стакан с доньшком. Тщательно смыть водой излишки раствора с поверхности ареометра.

2.6. Погрузить ареометр в ведро с водой и по делению основной шкалы, до которого ареометр опустится в воду, прочесть значение плотности тампонажного раствора.

При надетом калиброванном грузе отсчет брать по левой шкале с оцифровкой от 800 до 1700 кг/м^3 . 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^3 .

2.7. Плотность тампонажного раствора равна алгебраической сумме показаний основной и поправочной шкал.

2.8. Результаты измерений параметров тампонажной смеси (по разделу 10.1.1.) занести в табл. 1.19.

10.5. Отчет по данной части работы должен включать следующие разделы:

- ◆ цель работы;
- ◆ приборы, их краткое описание, материалы;
- ◆ порядок выполнения работы;
- ◆ график загустевания по данным консистометра КЦ-5;
- ◆ таблица параметров тампонажных смесей;
- ◆ выводы по свойствам и качеству тампонажной смеси.

Таблица 1.19

Сводная таблица результатов измерений основных свойств
испытуемой тампонажной смеси

Параметры	Показатель	
	Единица измерения	Величина
<u>Состав смеси</u>		
1. Количество тампонажного материала	г	
2. Количество жидкости затворения	г	
3. Водоцементное отношение (В/Ц)	—	
<u>Растекаемость</u>		
1. Наименьший диаметр расплыва	см	
2. Наибольший диаметр расплыва	см	
3. Средний диаметр расплыва (растекаемость)	см	
<u>Время загустевания</u>	ч–мин	
<u>Сроки схватывания</u>		
1. Время начала затворени	ч–мин	
2. Время, при котором игла не дошла до дна 1–2 мм	ч–мин	
3. Время, при котором игла погрузилась не более 1 мм	ч–мин	
4. Срок начала схватывания	ч–мин	
5. Срок конца схватывания	ч–мин	
<u>Показатель фильтрации (водоотдача)</u>		
5 сек	см ³	
10 сек	см ³	
15 сек	см ³	
20 сек	см ³	
25 сек	см ³	
30 сек	см ³	
40 сек	см ³	
50 сек	см ³	
60 сек	см ³	
Водоотдача за 30 мин	см ³	
<u>Седиментационная устойчивость водоотделение)</u>	%	
<u>Плотность тампонажного раствора</u>	кг/м ³	

10.2. Способы тампонирования

10.2.1. Изучить способы тампонирования скважин глиной /2, с. 461-463/: с нижней пробкой; с верхней пробкой.

10.2.2. Изучить способы тампонирования цементными смесями обсаженных скважин:

– с заливочными трубами / 3, с. 251-253, 6, с. 677–681/;

– одноступенчатое цементирование (с двумя пробками) /2, с. 466-467; 6, с. 682/.

10.2.3. Произвести расчет цементирования добычной скважины по методике, изложенной в работе /2, с. 468–470/. Исходные данные для индивидуального расчета приведены в Приложении 4.

10.2.4. Изучить способы тампонирования при борьбе с осложнениями в скважинах:

– изучить состав и свойства сухих и жидких быстро-схватывающихся смесей /5, с. 144–146, 177; 6, с. 163–171 /;

– изучить устройства для доставки в скважину жидких БСС и БТС: комплекты средств тампонирования /4, с. 238–240; 6, с. 185/; скважинные смесители / 4, с. 241–243; 6, с. 185–186 /;

– изучить устройства и технологию тампонирования скважин сухими БСС /5, с. 214–216; 6, с. 210–213/.

10.2.5. Отчет по второй части работы должен включать следующие разделы:

◆ схемы, способы и порядок выполнения работ при тампонировании глиной;

◆ схемы и порядок работы при цементировании с использованием заливочных труб;

◆ схемы и порядок работы при цементировании с использованием одноступенчатого тампонирования;

◆ состав и свойства жидких и сухих БСС;

◆ технология тампонирования скважин с использованием комплекта средств тампонирования КСТ-1;

◆ технология тампонирования сухими БСС;

◆ индивидуальный расчет цементирования.

Рекомендуемая литература

1. Чубик П. С. Практикум по тампонажным материалам. – Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 82 с.
2. Воздвиженский Б.И., Голубинцев О.Н., Новожилов А.А. Разведочное бурение. – М.: Недра, 1979. – 510 с.
3. Справочное руководство гидрогеолога / под редакцией В.М. Максимова. 3-е изд., перераб. и доп. – Т. 2. – Л.: Недра, 1979. – 295 с.
4. Волков А.С. Буровой геологоразведочный инструмент. – М.: Недра, 1979. – 286 с.
5. Ивачев Л.Н. Борьба с поглощениями промывочной жидкости при бурении геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1982. – 293 с.
6. Ивачев Л.М. Промывка и тампонирование геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1989. – 247 с.
7. Бурение разведочных скважин: учеб. для вузов / Н.В. Соловьев, В.В. Кривошеев, В.И. Брылин, В.Г. Храменков и др. / под общ. ред. Н.В. Соловьева. – М.: Высш. шк., 2007. – 904 с.

ТРЕБОВАНИЯ К ИЛЛЮСТРАЦИЯМ И ОФОРМЛЕНИЮ ОТЧЕТОВ

1. Отчет начинается с титульного листа.
2. Текстовая часть отчета должна быть написана чернилами на листах формата А1 (допускается выполнение отчета на тетрадных листах), либо выполнена на компьютере.
3. Текст иллюстрируется эскизами, схемами, чертежами. Рисунки должны быть выполнены аккуратно по правилам ЕСКД, а схемы – при необходимости снабжены размерами.
4. Страницы текста записки, рисунки, таблицы должны быть пронумерованы; кроме того рисунки и таблицы должны иметь заголовки.
5. В отчете приводятся ссылки на использованную литературу, а в конце приводится ее список.

Приложение 1.1

Задания по выбору твердосплавного и шарошечного инструмента

№ вар.	Наименование горной породы	Мощ- ность пласта, м	Диаметр ПРИ		
			Коронки	Долота	
				Твердо- сплавные	Шаро- шечные
1	Суглинки	20	132	151	132
2	Глинистые сланцы	30	112	112	112
3	Аргиллиты малоабразивные монолитные	90	93	112	93
4	Известняки малоабразивные перемежающиеся по твердости	75	76	112	76
5	Серпентиниты малоабра- зивные слаботрециноватые	65	151	151	151
6	Доломиты частично окремнен- ные трециноватые	115	59	–	59
7	Песчаники абразивные моно- литные	70	93	–	93
8	Порфириты абразивные моно- литные	80	76	–	76
9	Глины мягкие однородные	25	151	151	132
10	Мергели мягкие с твердыми прослоями	60	112	112	112
11	Алевролиты малоабразивные монолитные	20	132	132	132
12	Песчаные сланцы малоабра- зивные слаботрециноватые	35	93	–	93
13	Известняки трециноватые ма- лоабразивные	90	76	–	76
14	Габбро абразивные плотные	25	112	–	112
15	Известняки окварцованные аб- разивные перемежающиеся	95	76	–	76

Приложение 1.2

Задания по выбору алмазных коронок

№	Группа пород	Горная порода	Категория по буримости	Глубина залегания пласта, м	Диаметр коронки, мм
1	2	3	4	5	6
1	Малоабразивные, мелкозернистые, плотные, трещиноватые	алевролиты	VI–VII	120	93
2	Малоабразивные, мелкозернистые, плотные, монолитные	окварцованные известняки	VIII–IX	250	76
3	Абразивные, среднезернистые, трещиноватые	кремнистые сланцы	VIII–IX	170	59
4	Высокоабразивные средне- и крупнозернистые, трещиноватые, раздробленные	кварцевые порфиры	VIII–IX	520	59
5	Малоабразивные, мелко- и тонкозернистые, плотные, монолитные, часто окварцованные	микрограниты	IX–XI	350	76
6	Абразивные, среднезернистые, плотные и трещиноватые	андезиты	IX–XI	630	46
7	Высокоабразивные средние и крупнозернистые, трещиноватые	окварцованные песчаники	IX–XI	550	59
8	Малоабразивные, очень крепкие, плотные, монолитные	джеспиллиты	XI–XII	300	46
9	Абразивные, мелко- и среднезернистые, очень крепкие	магнетит-гранатовые скарны	XI–XII	330	76
10	Высокоабразивные, среднезернистые, очень крепкие, плотные, сильнотрещиноватые	корундовые породы	XI–XII	170	93

Продолжение прилож. 1.2

11	Малоабразивные, мелкозернистые, плотные, нетрещиноватые	мраморы	VI–VII	220	93
12	Малоабразивные, мелкозернистые, плотные, монолитные	диориты	VIII–IX	130	76
13	Абразивные, среднезернистые, трещиноватые	пегматиты	VIII–IX	180	59
14	Высокоабразивные, средне- и крупнозернистые, сильнотрещиноватые, раздробленные	крупнозернистые кварцевые песчаники	VIII–IX	80	76
15	Малоабразивные, мелко- и тонкозернистые, плотные, монолитные, часто окварцованные	сиениты	IX–XI	320	46

Приложение 1.3

Варианты геологических разрезов для выполнения индивидуальной работы по бурению скважин вращательным способом

№ варианта	Наименование горной породы	Мощность, м		Вид и интервал осложнения, особые условия
		от	до	
1	2	3	4	5
1	1. суглинки	0	60	Легкоразмываемые породы от 0 до 100 м
	2. суглинки с галькой и щебнем	60	100	
	3. глины с галькой	100	130	
	4. сланцы известково-глинистые	130	200	
	5. сланцы кварц-серицитовые	200	250	
	6. пески разнозернистые, с гравием	250	280	
	7. галечник, сланцы	280	350	
2	1. глины мергелистые	0	30	Осыпи стенок скважины от 110 до 120 м
	2. серпентиниты	30	100	
	3. конгломераты осадочных пород	100	170	
	4. глины плотные			
	5. пески разнозернистые с гравием	170	450	
	6. глины плотные	450	500	
		500	510	
		510	550	

Продолжение прилож. 1.3

3	1. четвертичные отложения	0	15	Многолетнемерзлые породы, вывалы из стенок скважины от 0 до 150 м
	2. известняк	15	160	
	3. доломит	160	250	
	4. пески глинистые	250	610	
	5. глины	610	740	
	6. пески разнозернистые	740	780	
	7. галечник	780	780	
4	1. наносы	0	15	Поглощение промывочной жидкости от 0 до 40 м
	2. гранодиориты выветрелые	15	40	
	3. гранодиориты	40	70	
	4. глины аргиллитоподобные	70	190	
	5. пески разнозернистые, крупнозернистые с гравием	190	205	
	6. глины с песком	205	340	
5	1. почвенно–растительный слой	0	25	Бурение с гидротранспортом керна
	2. глины плотные			
	3. мергель трещиноватый	25	45	
	4. пески разнозернистые	45	120	
	5. глины плотные с песком	120	200	
	6. мраморы	200	290	
6	1. супеси с примесью гальки	0	20	Частичное поглощение жидкости от 20 до 60 м
	2. известняки кавернозные, неплотные	20	60	
	3. глинистые сланцы	60	300	
	4. пески глинистые	300	510	
	5. глины	510	550	
	6. пески средне- и мелкозернистые	550	580	
7	1. пегматит плотный	0	20	Поглощение жидкости от 20 до 265 м
	2. кварцевый шток	20	100	
	3. глины плотные	100	210	
	4. пески глинистые	210	230	
	5. фельзит–порфир	230	265	
	6. порфиры окварцованные	265	430	
8	1. суглинки	0	20	Сужение ствола скважины от 20 до 80 м
	2. глина плотная	20	40	
	3. переслаивание глины и суглинков	40	120	
	4. сланец песчано–глинистый	120	170	
	5. кварциты гематитовые	170	190	
	6. пески разнозернистые	190	225	

Окончание прилож. 1.3

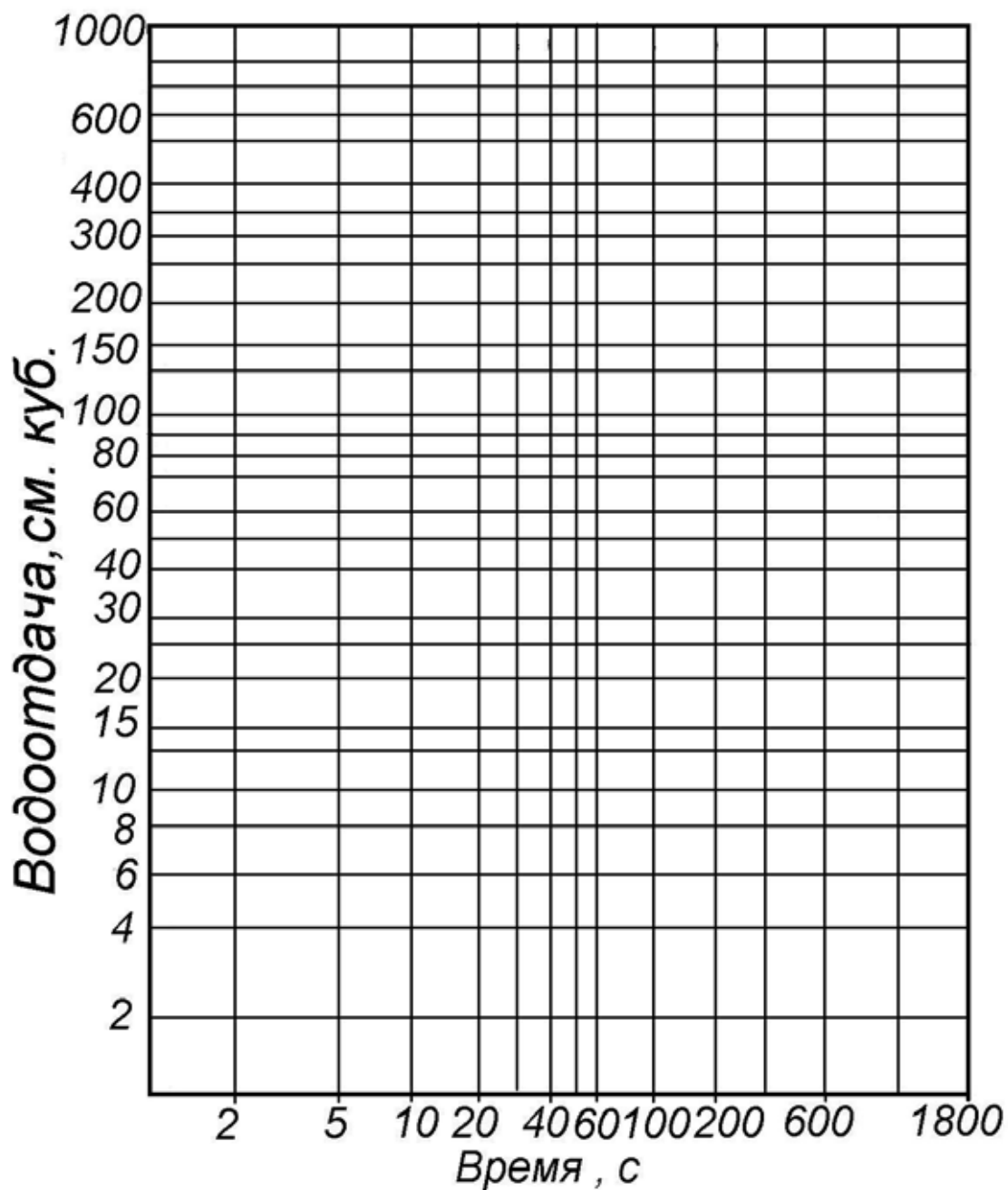
9	1. суглинок	0	15	Обрушение стенок скважины от 0 до 100 м
	2. песчаник слабый	15	100	
	3. аргиллит	100	200	
	4. уголь (антрацит)	200	205	
	5. алевролит с включением кварца	205	350	
	6. прослой песчаника с гравием, галькой	350	380	
	7. окварцованные песчаники	380	420	
10	1. рыхлые отложения	0	15	Поглощение промывочной жидкости от 155 до 170 м
	2. алевролит плотный	15	145	
	3. песчаник мелкозернистый слабый	145	205	
	4. аргиллит кремнистый	205	285	
	5. алевролит	285	330	
	6. пески разнозернистые	330	365	
	7. песчаник кварцевый сливной	365	470	

Приложение 1.4

Данные для расчета цементирования

Постоянные величины для всех заданий		Ед. измерений		Количество						
1. Плотность глинистого раствора (ж)		кг/м ³		1100						
2. Плотность сухого цементного порошка (ц)		кг/м ³		3100						
3. Плотность цементного раствора (ц.р.)		кг/м ³		1850						
4. Плотность воды (в)		кг/м ³		1000						
Данные для расчета	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Глубина скважины, Н, м	170	200	250	200	270	300	670	410	500	550
2. Высота подъема цементного раствора в затрубном пространстве, h ц.р., м	70	80	230	180	135	215	620	350	400	450
3. Высота подъема цементного раствора в трубах от забоя, h ц.к.м	3	2	1	2	1	2	3	1	2	3
4. Диаметр скважины, Dс, мм	132	151	190	151	190	215	244	320	295	269
5. Наружный диаметр обсадных труб, Dн, мм	127	146	168	127	178	194	219	299	245	219

Логарифмическая сетка для определения водоотдачи
тампонажных смесей



Проектный геологический разрез

Вариант	Характеристика пород	Интервал залегания, м	
		от	до
1	2	3	4
1	1. Почвенно-растительный слой, суглинки, глинистые пески	0,0	12,0
	2. Пески разномзернистые с глинистым материалом	12,0	32,0
	3. Переслаивание глин, суглинков, супесей	32,0	150,0
	4. Песок мелкозернистый	150,0	280,0
	5. Глина плотная	280,0	296,0
	6. Пески крупнозернистые, водоносные	296,0	316,0
	7. Глина плотная	316,0	340,0
2	1. Лессовидные суглинки	0,0	11,0
	2. Пески мелкозернистые глинистые	11,0	44,0
	3. Суглинки	44,0	160,0
	4. Пески среднезернистые	160,0	197,0
	5. Гравийно-галечниковые и крупно-песчаные отложения	197,0	240,0
	6. Глины плотные	240,0	268,0
3	1. Почвенно-растительный слой, супеси, суглинки	0,0	8,0
	2. Глины пластичные плотные	8,0	37,0
	3. Пески разномзернистые с примесью гравийного материала, глинистых частиц, слабо обводненные	37,0	107,0
	4. Глины плотные, жирные	107,0	160,0
	5. Пески разномзернистые, переслаивающиеся с прослоями глины. Мощность слоев 0,5–3,0 м	160,0	320,0
	6. Глины плотные	320,0	355,0
	7. Пески тонкозернистые обводненные	355,0	370,0
	8. Аргиллиты	370,0	400,0
4	1. Почвенно-растительный слой, суглинки, супеси, мелкий гравий	0,0	18,0
	2. Пески крупнозернистые,	18,0	74,0
	3. Глина плотная с гипсом	74,0	142,0
	4. Мергель	142,0	248,0
	5. Гравийно-галечниковые отложения с песчано-глинистым заполнением, обводненные	248,0	270,0
	6. Плотный мергель	270,0	300,0

Окончание прилож. 1.6

5	1. Почвенно-растительные слой, супеси, пески глинистые, слабо обводненные	0,0 40,0	40,0 85,0
	2. Глины аргиллитоподобные, весьма плотные	85,0	210,0
	3. Пески среднезернистые	210,0	325,0
	4. Сланцы глинистые интенсивно трещиноватые, обводненные	325,0	380,0
	5. Известняк плотный		
	1. Пески мелкозернистые карбонизированные	0 55	55 200
	2. Глины плотные горизонтально слоистые	200 263	263 353
	3. Пески мелко и среднезернистые.	353	493
	4. Пески среднезернистые с прослоями мелкозернистых. Отмечаются прослои среднезернистых песков и глин	493	560
	5. Алевролиты		

Статические уровни водоносных горизонтов от поверхности земли, удельные дебиты и коэффициенты фильтрации водоносных горизонтов

Вариант	Статический уровень водоносного горизонта от поверхности, м	Удельные дебиты водоносных горизонтов, м ³ /ч	Коэффициенты фильтрации водоносных горизонтов, м/сутки
1	42,0	3,0	18,0
2	70,0	1,8	14,0
3	18,0	0,8	3,0
4	18,0	7,2	25,0
5	18,0	1,2	4,2
6	96,0	6,8	8,0

Приложение 1.7

Варианты заданий для расчета бесфильтровой водоподъемной части скважины

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$Q_{пр}$, м ³ /ч	10	16	25	40	63	10	16	25	40	63
$L_{к.в.п.}$, м	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
$H_{ст}$, м	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
K_f , м/сутки	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	4,5
φ , град.	10	12	15	17	20	22	25	26	27	28
K	III	IV	V	VI	III	IV	V	VI	VI	V

Приложение 1.8

Удельный вес, пористость и тангенс угла внутреннего трения пород

Породы	Категория пород	Удельный вес, г/см ³	Пористость, %	tg α
Глины	I–IV	2,2–2,6	25–10	0,48–1,19
Сланцы глинистые, брекчии на глинистом цементе	IV–VI	2,6–2,7	10–4	1,19–2,74
Известняки и песчаники, мергели; аргиллиты, алевролиты	VI–VIII	2,3–2,9	2–3	2,75–5,67
Кварцевые породы, гранитный сиенит, диорит, габбро	VIII–X	2,5–3,0	3–0	5,67–11,43

Приложение 1.9

Значения tg φ для некоторых пород

Название породы	Угол естественного откоса φ, град	tg φ
Песок мелкий зернистый (плавун)	0–15	0–0,27
Песок средней крупности	25–30	0,47–0,61
Песок крупный гравелистый	35	0,7
Галечник с песком	25	0,47

Приложение 1.10

Значение коэффициента фильтрации

Характеристика пород	Коэффициент фильтрации	
	м/сутки	см/с
Очень, хорошо проницаемые галечники с крупным песком, сильно закарстованные известняки и сильно трещиноватые породы	100–1000 и более	1,16–1,12
Хорошо проницаемые галечники и гравий, частично с мелким песком, крупный песок, чистый с/з песок, закарстованные, трещиноватые и другие породы	100–10	0,12–0,01
Проницаемые галечники гравий, засоренные мелким песком и частично глиной, среднезернистые пески и мелкозернистые, слабо закарстованные малотрещиноватые и другие породы	10–1	0,12–0,0012
Слабопроницаемые, тонкозернистые пески, супеси, слаботрещиноватые породы	2–0,1	$1,2 \cdot 10^{-3}$ – $1,2 \cdot 10^{-4}$
Весьма слабопроницаемые суглинки	0,1–0,001	$1,2 \cdot 10^{-4}$ – $1,2 \cdot 10^{-6}$
Почти непроницаемые глины, плотные мергели и другие массивные породы с ничтожной водопроницаемостью	0,001	$1,2 \cdot 10^{-6}$

2. БУРОВЫЕ МАШИНЫ И МЕХАНИЗМЫ

2.1. Станки буровых геологоразведочных установок

Буровой станок – это машина, предназначенная для передачи крутящего момента и осевых усилий на колонну бурильных труб, а также для выполнения спуско-подъемных операций с бурильными и обсадными трубами. Буровой станок является важнейшим элементом буровой установки, в значительном степени определяющим технический уровень буровой установки в целом и производительность труда при сооружении скважин.

Основными элементами буровых станков являются: вращатель, механизм подачи, грузоподъемное устройство, коробка передач, механизм включения станка, привод, гидросистема, контрольно-измерительная аппаратура, пульт управления. Все механизмы станка, как правило, тесно связаны между собой кинематически и конструктивно и монтируются на общей раме. Наиболее широко используются две компоновочные схемы бурового станка: моноблочная и разобщенная.

Моноблочная компоновка применяется преимущественно на буровых станках, имеющих вращатель шпиндельного типа (ЗИФ-650М, ЗИФ-1200МР, станки типа СКБ и др.). При этом основные узлы станка связаны между собой кинематически и представляют единый блок. Небольшие межцентровые расстояния в моноблочной схеме позволяют применять зубчатые передачи.

Разобщенная компоновка характеризуется обычно наличием только кинематических связей между отдельными механизмами и широким применением цепных, клиноремённых и карданных передач, обеспечивающих большие межцентровые расстояния (самоходные буровые установки, установки для бурения скважин на нефть и газ и др.). Такую компоновку используют, как правило, на станках с роторным или подвижным вращателем.

Лабораторная работа № 2.1.1

ВРАЩАТЕЛИ БУРОВЫХ СТАНКОВ

Цель работы: Изучение устройства, назначения и принципа работы шпиндельного, роторного и подвижного вращателей.

Материальное обеспечение: натурные образцы (НО) вращателей буровых станков СКБ-4, СКБ-5, СКБ-2-50/100, УБП-100; плакаты, литература: [1] – с. 263–279; [2] – с. 6–13; [3] – с. 6–16; [6] – с. 27–29.

Вращатель бурового станка – это механизм, предназначенный для передачи крутящего момента и осевого усилия бурильному валу (бурильным трубам). Для бурения скважин наиболее широкое применение нашли вращатели шпиндельного, роторного и подвижного типов. Вращатели шпиндельного типа применяются в основном при бурении скважин небольшого диаметра в крепких горных породах, где требуются высокие частоты оборотов породоразрушающего инструмента, невысокие скорости подачи и возможность установки вращателя под различными углами к горизонту.

Роторные вращатели применяются при бурении скважин большого диаметра в мягких и средней твердости породах, где необходима высокая скорость подачи и передача больших крутящих моментов.

Подвижные вращатели используют, как правило, на самоходных буровых установках для бурения неглубоких скважин малого и среднего диаметра в породах различной твердости.

Вращатели шпиндельного типа. Вращатели шпиндельного типа современных буровых станков принципиально выполнены одинаково и отличаются лишь размерами и конструктивным исполнением отдельных деталей. В связи с этим в качестве основы рассматривается вращатель бурового станка СКБ-4.

Вращатель (плакат II, натурный образец станка СКБ-4) представляет собой комплекс механизмов, состоящий из конического редуктора для передачи вращения шпинделю, двух гидравлических зажимных патронов для закрепления бурового снаряда (ведущей штанги), шпинделя и приводной муфты (втулки).

Верхний патрон установлен на траверсе 10, соединенной со штоками гидроцилиндров механизма подачи. Вращающаяся часть верхнего гидropатрона закреплена на шпинделе 1. Нижний гидropатрон установлен на корпусе вращателя 12. Его вращающаяся часть закреплена на приводной муфте 14. Конический редуктор состоит из двух шестерен $Z = 26$ и $Z = 27$ зубьев. Ведущая коническая шестерня установлена в стакане на двух радиальных подшипниках (роликовом и шариковом). В

ступице конической шестерни $Z = 27$ зубьев закреплен горизонтальный вал с перемещающейся по её шлицам шестерней $Z = 26$ зубьев. Ведомая коническая шестерня посажена на шлицы приводной муфты 14, установленной в корпусе вращателя на подшипниках. Приводная муфта имеет внутри шлицы, в которые входят шлицы пустотелого шпинделя 1, установленного в траверсе на двух шариковых подшипниках. Шпиндель получает вращение от приводной муфты 14 и в то же время может свободно перемещаться по её шлицам в осевом направлении.

Верхний гидропатрон является постоянно замкнутым. Он предназначен для передачи крутящего момента вращателя и осевых усилий ведущей трубе в процессе бурения и удержания бурильной колонны в подвешенном состоянии. В пазы шпинделя входят четыре кулачка 5 верхнего гидропатрона, зажимающие ведущую штангу при помощи обоймы 6, которая может перемещаться в осевом направлении пружинами. Усилие от пружин передается кулачкам через наклонные плоскости пазов обоймы. Раскрепление ведущей штанги происходит при подаче масла в полость патрона под поршень 9. Перемещаясь вверх, поршень через подшипник поднимает обойму. При движении вверх обойма за счет наклонных пазов отводит кулачки от рабочей штанги.

Нижний гидропатрон является постоянно разомкнутым. Он предназначен для передачи крутящего момента ведущей трубе и удержания на весу бурильной колонны при перекреплении. Шпиндель нижнего патрона 17 с кулачками 5, обоймой 16, стаканом и подшипником закреплен на приводной муфте. При подаче масла в полость патрона поршень 9 перемещает вниз обойму, что вызывает перемещение кулачков и зажим рабочей штанги. При снятии давления возвратные пружины поднимают обойму в исходное положение и разводят кулачки.

Траверса 10 вращателя через штоки соединена с поршнями 9 гидравлических цилиндров подачи 13, которые закреплены в корпусе вращателя 12. Штоки гидроцилиндров и их поршни уплотнены резиновыми кольцами круглого сечения. Подача масла в гидроцилиндры обеспечивает подачу бурового снаряда на забой или подъем его. В траверсе вращателя закреплены два направляющих штока 3, служащие для придания жесткости всей системе. На правом направляющем штоке нанесена шкала с ценой деления 1 см, служащая для определения величины углубки, на левом штоке профрезерована плоскость для ролика концевого выключателя.

На траверсе и верхней крышке корпуса вращателя, а также в подшипниковом узле нижнего патрона установлены пресс-маслёнки для смазки подшипников. Заливка масла для смазки шестерен и остальных подшипников производится через заливное отверстие в корпусе, а смаз-

ка подшипников верхнего патрона и кулачков производится при разборке и осмотре.

Роторные вращатели. Роторный вращатель предназначен для передачи вращения бурильному валу и удержания колонны бурильных и обсадных труб при наращивании и выполнении спуско-подъемных операций.

Ротор буровой установки УРБ-3А3 представляет собой угловой конический одноступенчатый редуктор, все детали которого смонтированы в металлическом литом корпусе.

Вращение стола 1 ротора передается карданным валом через фланец 3, вал-шестерню 7 и шестерню большую 2. От стола ротора с помощью вкладышей большого 9 и малого 10 получает вращение квадратная ведущая штанга, которая имеет возможность перемещаться вдоль оси квадратного отверстия малого вкладыша 10. Для фиксации стола ротора предусмотрено храповое устройство, состоящее из стопора 5 и рычага 4 с кулачком. Фиксация стола осуществляется при выполнении операций по свинчиванию и развинчиванию труб и использовании забойных двигателей (для восприятия реактивного крутящего момента).

Вал-шестерня 7 вращается в роликовых подшипниках, смонтированных в стакане 6. Шестерня большая 2 крепится к столу ротора 1 шпонкой и болтами. Стол ротора вращается на двух одинаковых упорно-радиальных шариковых подшипниках. Нижний подшипник установлен в корпусе 8, верхний – в крышке ротора.

Смазка деталей ротора осуществляется путем разбрызгивания масла из масляной ванны вал-шестерней 7. Верхний подшипник стола ротора смазывается густой смазкой ЦИАТИМ-201 через пресс-маслёнки. Уровень масла контролируется щупом 11.

Подвижные вращатели. Вращатели подвижного типа применяются на самоходных и передвижных буровых установках, предназначенных для бурения скважин в породах различных категорий, и находят широкое применение. В общем виде подвижный вращатель представляет собой редуктор, перемещающийся по направляющим и имеющий выходной вал на колонну бурильных труб. Привод вращателя осуществляется либо с помощью приводного вала от общей трансмиссии установки, либо от индивидуального двигателя (электрического, гидравлического, ДВС), установленного непосредственно на корпусе.

Вращатель буровой установки УПБ-100. Подвижный вращатель буровой установки УПБ-100 (плакаты № 2, 3; натурный образец вращателя УПБ-100) состоит из алюминиевого литого корпуса, в котором на подшипниках смонтированы три вала 1, 3, 4. Ведущий 1 и ведомый 4 валы пустотелые. На ведущий вал установлена кулачковая полумуфта 2, к

которой с помощью накидной гайки присоединена приводная втулка 2, имеющая фигурное отверстие, соответствующее по форме сечения приводному валу. На ведущем валу 1 посредством шлицевого соединения установлена блок-шестерня $Z = 28$; $Z = 20$ зубьев, имеющая возможность осевого перемещения и входящая в зацепление с шестернями $Z = 24$ или $Z = 32$, находящихся на промежуточном валу 3. На выходном валу 4 также установлена подвижная блок-шестерня $Z = 45$ и $Z = 28$ зубьев, которые могут входить в зацепление с шестернями $Z = 15$ или $Z = 32$ зубьев промежуточного вала. Таким образом, выходной вал вращателя имеет четыре скорости вращения. К нижнему концу выходного вала через переходник крепится бурильный вал.

Вращатель через верхнюю и нижнюю втулки ведущего вала с помощью хомутов крепится к каретке, которая имеет возможность перемещаться по направляющим рамы. Такое крепление вращателя позволяет отводить его в сторону для освобождения устья скважины и проведения спуско-подъемных операций.

Лабораторная работ а№ 2.1.2; 2.1.3 МЕХАНИЗМЫ ПОДАЧИ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

Цель работы: Изучение устройства, назначения и принципа действия гидравлического, канатно-цепного и комбинированного механизмов подачи.

Материальное обеспечение: натурные образцы механизмов подачи буровых станков СКБ-2, СКБ-4, СКБ-5, УПБ-100; плакаты, литература: [1] – с. 304–314; [2] – с. 13–18; [3] – с. 16–26.

Механизм подачи служит для создания и регулирования усилия подачи (осевой нагрузки) или поддержания заданной скорости перемещения буровой колонны при производном текущем значении осевой нагрузки. Кроме этого, в зависимости от конструкции, механизм подачи может быть использован для производства спуско-подъемных операций, а также в качестве домкрата.

В современных буровых установках наибольшее распространение получили гидравлический, канатный (канатно-цепной) и комбинированный механизмы подачи.

Гидравлические поршневые механизмы подачи. Данный тип механизмов подачи наиболее полно отвечает требованиям, предъявляемым к механизмам подачи буровых станков. Они обеспечивают возможность создания дополнительной нагрузки и разгрузки бурового ин-

струмента независимо от его частоты вращения, плавность и достаточно высокую точность регулирования нагрузки, позволяют осуществлять реверс. Гидравлические механизмы подачи просты и удобны в управлении, надежны и долговечны. Поэтому большинство станков для бурения скважин на твердые полезные ископаемые со шпиндельными, подвижными и роторными вращателями имеют гидравлическую поршневую подачу. В зависимости от способа регулирования скорости и усилия подачи гидравлические механизмы подачи разделяются на: с дросселем на линии нагнетания; с дросселем на линии слива; с дросселем на линии нагнетания и напорным золотником на линии слива.

Гидравлический механизм подачи с дросселем на линии нагнетания. (Плакат № 14 для станка ЗИФ-650М, рис. 2.1, натурные образцы элементов гидравлики станка ЗИФ-650М).

Такой механизм подачи является наиболее простым в реализации и состоит из маслососа 1, дросселя, распределительного крана 2, гидроцилиндров, маслобака. Регулирование давления в нагнетательной линии осуществляется с помощью дросселя, перепускающего масло в сбросовую линию. Перепад давления на дросселе пропорционален квадрату скорости течения масла через него и определяет величину давления в нагнетательной линии. В зависимости от положения распределительного крана и соединения нагнетательной линии с теми или иными полостями гидроцилиндров могут осуществляться следующие операции: подача шпинделя вниз (бурение с дополнительной нагрузкой); подача шпинделя вверх (бурение с разгрузкой); быстрый подъем шпинделя; стоп.

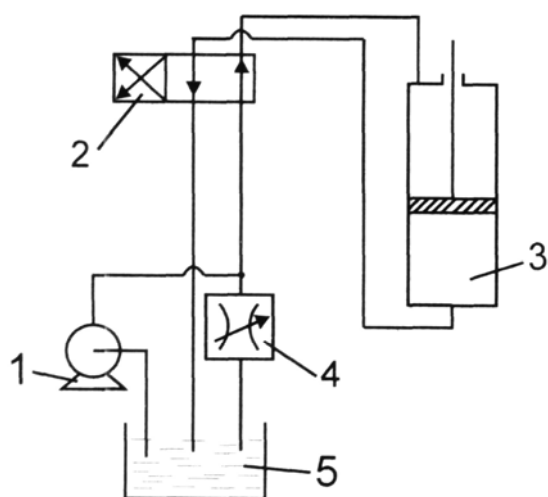


Рис. 2.1. Механизм подачи с дросселем на линии нагнетания:

- 1 – маслосос; 2 – распределитель (прибор гидроуправления);*
- 3 – гидроцилиндр; 4 – дроссель;*
- 5 – маслобак*

При бурении с дополнительной нагрузкой (подача шпинделя вниз) масло от маслососа через распределительный кран поступает к

верхним полостям гидроцилиндров, нижние же полости соединены со сливной магистралью. Усилие подачи в данном случае будет равно

$$C = P_v \cdot (F_n - F_{ш}), \quad (2.1)$$

где P_v – давление в верхних полостях; F_n и $F_{ш}$ – площади поршня и штока.

Величина осевой нагрузки определится как сумма веса инструмента и усилия подачи, т.е.

$$C_{oc} = Q_{сн} + P_v(F_n - F_{ш}). \quad (2.2)$$

При бурении с разгрузкой (подача шпинделя вверх) масло подается в нижние полости гидроцилиндров, а верхние полости в это время соединены со сливной магистралью. Величина осевой нагрузки будет равна

$$C_{oc} = Q_{сн} - P_n \cdot F_n, \quad (2.3)$$

где P_n – давление в нижних полостях гидроцилиндров.

Операция «быстрый подъем» производится при перекреплении шпинделя на ведущей штанге. При этом скорость подъема шпинделя значительно выше, чем в положении «шпиндель вверх». Операция «быстрый подъем» реализуется путем одновременной подачи масла в верхние и нижние полости гидроцилиндров. При этом усилие подачи вверх будет значительно ниже, чем в положении «шпиндель вверх», т.е.

$$C_{бп} = P \cdot [F_n - (F_n - F_{ш})], = P \cdot F_{ш}. \quad (2.4)$$

Положение «стоп» используется для остановки шпинделя в любом положении его хода. При этом распределительный кран перекрывает слив масла из верхних и нижних полостей, а масло от маслонасоса полностью идет на слив.

Гидравлическая система подачи с дросселем на линии слива. Гидравлический механизм подачи с дросселем на линии слива (рис. 2.2) оснащается маслонасосом, имеющим переменную подачу при постоянном давлении в нагнетательной сети, или маслонасосом с дросселирующим клапаном (дросселем) на линии нагнетания.

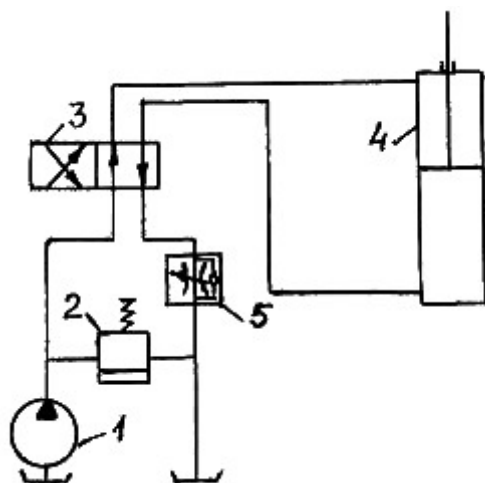


Рис. 2.2. Схема гидравлической подачи с дросселем на линии слива: 1 – маслонасос; 2 – дросселирующий клапан; 3 – распределитель; 4 – гидроцилиндр; 5 – дроссель

Распределитель как при бурении с дополнительной нагрузкой, так и с разгрузкой сообщает нагнетательную линию с верхними полостями гидроцилиндров. Нижние же полости соединены через дроссель со сливной магистралью. Дроссель на линии слива создает сопротивление истечению масла из нижних полостей цилиндров. Изменение скорости движения жидкости через дроссель вызывает изменение перепада давления на дросселе и, соответственно, величины подпора в нижних полостях, а, следовательно, и величины осевой нагрузки. Так как перепад давления на дросселе пропорционален квадрату скорости течения жидкости, то незначительное изменение расхода приводит к существенному изменению осевой нагрузки. В связи с этим для данной схемы характерно существенное изменение осевых нагрузок при незначительных колебаниях скорости бурения.

При использовании гидравлической подачи с дросселем на линии слива давлением масла в нижних полостях производится компенсация веса инструмента, следовательно, усилие, действующее на поршни сверху равно величине осевой, то есть

$$P_B (F_{\Pi} - F_{Ш}) = P_H F_{\Pi} + C_{oc} - Q_{сн}, \quad (2.5)$$

где P_B – давление в верхних полостях гидроцилиндров; F_{Π} – площадь поршня; $F_{Ш}$ – площадь штока; P_H – давление в нижних полостях гидроцилиндров; C_{oc} – осевая нагрузка; $Q_{сн}$ – вес снаряда в скважине.

Следовательно, осевая нагрузка будет равна

$$C_{oc} = Q_{сн} - P_H F_{\Pi} + P_B (F_{\Pi} - F_{Ш}). \quad (2.6)$$

Так как усилие разгрузки (давление в нижних полостях гидроцилиндров) зависит от квадрата механической скорости бурения, следовательно, гидравлический механизм подачи с дросселем на линии слива характеризуется ограничением максимальной скорости бурения и поэтому обеспечивает более стабильную скорость подачи в неоднородных, трещиноватых, перемежающихся по твердости и кавернозных породах.

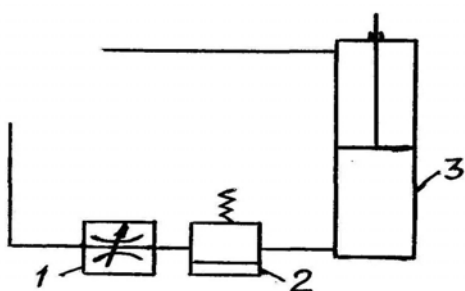


Рис. 2.3. Схема установки напорного золотника перед дросселем на линии слива:
1 – дроссель; 2 – напорный золотник;
3 – гидроцилиндр

Недостатком механизма подачи с дросселем на линии слива является то, что верхние полости гидроцилиндров всегда находятся под давлением и снижение механической скорости бурения может приводить к

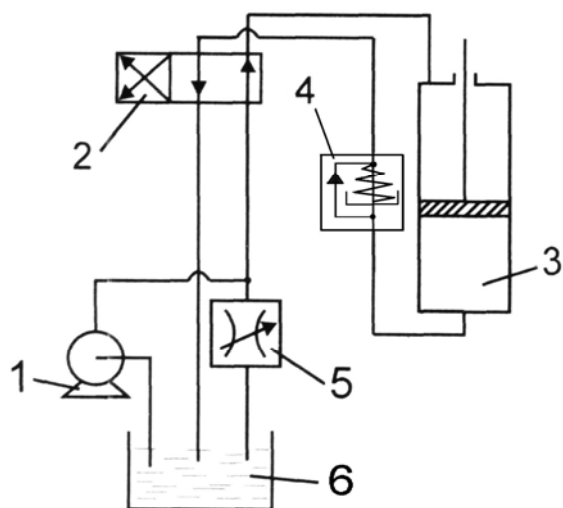
перегрузке породоразрушающего инструмента и бурильного вала. Для устранения этого недостатка в линии слива перед дросселем устанавливают регулируемый напорный золотник (рис. 2.3). При наличии напорного золотника течение масла через дроссель возможно в том случае, когда давление в нижних полостях цилиндров подачи равно заданному или превышает его. Регулируя давление, при котором золотник перекрывает доступ масла к дросселю, легко настроить систему подачи так, чтобы при любом весе инструмента и выбранном усилии на поршни сверху наибольшая нагрузка на породоразрушающий инструмент не превышала заранее установленной величины.

Наиболее полно требованиям технологии бурения отвечает система подачи с дросселем на линии нагнетания и напорным золотником на линии слива, имеющая следующие достоинства:

- стабилизирует скорость подачи инструмента, особенно при бурении трещиноватых, неоднородных пород;
- обеспечивает нужный темп изменения осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент по мере его износа;
- дает возможность регулирования максимального усилия, передаваемого на коронку и колонну бурильных труб.

Гидравлическая система подачи с дросселем на линии нагнетания и напорным золотником (регулятором подачи) на линии слива. (Плакат № 2 по станку СКБ-5)

С позиции бурения скважин (ограничение максимальной скорости подачи и величины осевой нагрузки) наиболее приемлемым является механизм подачи с дросселем на линии нагнетания и напорным золотником на линии слива (рис. 2.4).



*Рис. 2. 4. Механизм подачи с дросселем на линии нагнетания и напорным золотником:
1 – масляный насос; 2 – распределитель;
3 – гидроцилиндр;
4 – напорный золотник;
5 – дроссель; 6 – маслобак*

При использовании такого механизма подачи нет необходимости во взвешивании бурового снаряда, так как напорным золотником осу-

ществляется компенсация веса бурового снаряда, а величина осевой нагрузки задается давлением масла в верхних полостях гидроцилиндров подачи независимо от веса инструмента. Наличие напорного золотника не позволяет перегрузить породоразрушающий инструмент при снижении скорости подачи.

Лабораторная работа № 2.1.4

ИЗУЧЕНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ БУРОВЫХ СТАНКОВ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОЧИХ ОПЕРАЦИЙ

Цель работы: Изучить взаимодействие элементов гидравлической системы бурового станка СКБ-4 при выполнении различных операций; практическое овладение навыками управления гидросистемой.

Материальное обеспечение: буровой станок СКБ-4, СКБ-5, узлы и механизмы гидравлической системы буровых станков, плакаты, литература: [6] – с. 55–66.

Гидросистемой станка СКБ-4 выполняются следующие операции, реализуемые в технологическом процессе бурения скважин:

- 1) подъем, остановка и опускание шпинделя вращателя с буровым снарядом или без него в пределах рабочего хода цилиндров подачи;
- 2) рабочая подача бурового снаряда при бурении;
- 3) определение веса бурового снаряда и установка необходимой осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент с возможностью её контроля по указателю нагрузки;
- 4) расхаживание бурового снаряда в скважине;
- 5) перемещение станка к скважине или от скважины с автоматическим закреплением (стопорением) его на раме в крайних или промежуточных положениях;
- 6) осуществление автоматического или ручного перехвата бурового снаряда в процессе бурения без остановки вращения;
- 7) осуществление обратного перехвата бурового снаряда;
- 8) раскрепление верхнего гидропатрона без закрепления нижнего.

При выполнении вспомогательных работ и в аварийных случаях подъем и опускание бурового снаряда, а также раскрепление верхнего патрона и перемещение станка, можно производить ручным маслонасосом.

Автоматический или ручной перехват бурового снаряда в процессе бурения представляет собой технологический цикл операций, выполняемых гидросистемой автоматически без остановки вращения шпинделя в следующей последовательности:

а) при включении перехвата вначале производится закрепление нижнего патрона, а затем раскрепление верхнего патрона и быстрый подъем траверсы с раскрепленным верхним патроном;

б) при отключении перехвата вначале производится закрепление верхнего патрона, а затем раскрепление нижнего патрона и продолжение рабочей подачи, установленной до включения перехвата.

При автоматическом перехвате включение и отключение перехвата осуществляется автоматически от конечных выключателей, установленных на вращателе.

Гидравлическая схема станка СКБ-4. Гидравлическая система станка СКБ-4 (плакат 16) работает от сдвоенного насоса 19, соединенного с маслобаком 18, всасывающим трубопроводом через приемный фильтр. Насос 19 подает масло в гидросистему двумя независимыми потоками, образуя две системы: систему патронов и систему подачи.

В системе патронов масло поступает от левого (на схеме) насоса через фильтр 21 и обратный клапан 22 в распределитель 9. От распределителя 9 масло подается либо на слив в бак через электрозолотник 5, либо в распределительную плиту 27. От распределительной плиты 27 масло может поступать в верхний патрон 3, нижний патрон 4 и в полость управления золотника 5 быстрого подъема.

В системе подачи масло поступает от правого (на схеме) насоса через обратный клапан в прибор управления 10. От прибора управления масло подается либо в цилиндры подачи 6 вращателя, либо в цилиндр 15 перемещения станка.

К нагнетательным магистралям насоса 19 после обратных клапанов 22 подключены предохранительные клапаны 23 и манометры: слева – для системы патронов, справа – для системы подачи. Ручной насос 17 подключен к гидросистеме через переключатель 25, имеющий две позиции: «Патрон» и «Вращатель». Обратные клапаны 22, предохранительные клапаны 23 и переключатель 25 ручного насоса встроены в плите с клапанами 24.

Распределитель 9 системы патронов имеет четыре позиции распределения масла. Позиции «Закрепить» и «Раскрепить» определяют управление верхним патроном 3 при раскрепленном нижнем патроне 4, а позиции «Перехват» и «Обратный перехват» – управление верхним патроном 3, нижним патроном 4 и золотником 5 быстрого подъема.

Прибор управления 10 имеет пять позиций распределения потока масла в системе подачи. Позиции «Вверх» и «Вниз» определяют направление движения траверсы вращателя; позиции «К скважине» и «От скважины» – направление перемещения станка по раме; позиция «Стоп» соответствует остановке движения траверсы (шпинделя) и стан-

ка. Скорость перемещения траверсы (шпинделя) и станка, а также величина осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент регулируется дросселем 12, встроенным в прибор управления 10. Контроль за осевой нагрузкой осуществляется по указателю нагрузки на забой, подключенному к напорной магистрали системы подачи через золотник 11 отключения указателя нагрузки. От дросселя 12 масло отводится в сливную магистраль через золотник 5 быстрого подъема.

В зависимости от положения рукояток на блоке гидравлического управления и пакетного выключателя на магнитной станции различают бурение с автоматическим перехватом и бурение с перехватом от ручного управления. Включение и отключение автоматического перехвата производится концевым переключателем, установленным на вращателе станка, а при ручном управлении – распределителем, расположенном на блоке гидравлического управления. Автоматический перехват может производиться только в конечных положениях траверсы вращателя, а перехват от ручного управления – при любом положении траверсы.

При бурении с автоматическим перехватом буровой мастер не воздействует на органы управления гидросистемой станка, а лишь ведет наблюдение за его работой, контролируя установленную осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент по указателю нагрузки на забой.

Включение перехвата от ручного управления производится установкой рукоятки распределителя в положение «Перехват», а отключение перехвата – установкой рукоятки в положение «Закрепить».

При обратном перехвате управление гидросистемой производится вручную распределителем и прибором управления. Закрепление и раскрепление верхнего патрона производится распределителем, а подача шпинделя (траверсы) и перемещение станка – прибором управления и дросселем. Подачу шпинделя (траверсы) и перемещение станка можно производить независимо от того, закреплён верхний патрон или нет.

Работа гидросистемы при выполнении различных операций

Бурение с перехватом. При бурении с автоматическим перехватом (плакат 17) рукоятка распределителя устанавливается в положение «Закрепить», рукоятка прибора управления в положение «Вниз», пакетный выключатель автоматического перехвата на магнитной станции – в положение «Автомат».

При указанных положениях органов управления от распределителя 9 поток масла, подаваемый насосом системы патронов (на схеме – левый насос), направляется на слив в маслобак через электрозолотник 7, т.е. насос системы патронов в это время разгружен. Масло в патроны не

поступает и давление в их полостях равно нулю. Поэтому верхний патрон 2 закреплен (т.е. буровой снаряд зажат плашками верхнего патрона), а нижний патрон 13 раскреплен.

В системе подачи поток масла от насоса (на схеме – правый насос) через каналы прибора управления 8 поступает в верхние полости цилиндров подачи 4. Давление в верхних полостях, необходимое для создания осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент, устанавливается дросселем прибора управления 8 по указателю нагрузки на забой. По мере движения траверсы 3 вниз масло из нижних полостей цилиндров подачи 4 вытесняется через регулятор подачи 5 и далее через прибор управления 8 и золотник быстрого подъема 7 в сливную магистраль. Клапан веса 6 регулятора настроен на давление в нижних полостях цилиндров подачи 4, уравновешивающее вес бурового снаряда.

При достижении траверсой 3 нижнего крайнего положения срабатывает концевой переключатель, установленный на корпусе вращателя, и включается реле, расположенное в магнитной станции, которое замыкает электрическую цепь катушки электромагнита золотника 7. Включением электромагнита золотник 7 переключается из своего исходного положения, сжимая пружину. При этом золотник 7 перекрывает слив потока масла, поступающего от насоса системы патронов. Вследствие этого масло от распределителя 9 начинает поступать в левую полость нижнего пилотного золотника 25 распределительной плиты 23. Поршень пилотного золотника перемещается вправо и открывает проход маслу через центральный канал и дроссель 24 в правую полость верхнего пилотного золотника 25 и к золотнику блокировки 26. Через верхний пилотный золотник 25 и вентиль 1 открывается проход маслу к верхнему патрону 2.

Для обеспечения последовательности действия патронов и золотника быстрого подъема при перехвате в станке СКБ-4 заложен принцип включения гидравлических элементов «по давлению», который заключается в том, что вначале срабатывает элемент с меньшим давлением, а затем элемент с большим давлением.

В описываемой схеме вначале срабатывает золотник блокировки 26, который перекрывает слив из нижнего патрона 13. Масло от золотника блокировки 26 через обратный клапан поступает в полость нижнего патрона 13 и одновременно через каналы распределителя 9 отводится в полость управления золотника быстрого подъема 7.

Так как усилие пружин в верхнем патроне значительно больше, чем в нижнем, то вначале начнется движение поршня нижнего патрона, т.е. при параллельном подключении к насосу верхнего и нижнего патронов вначале будет производиться закрепление нижнего патрона.

При закреплении нижнего патрона вначале производится подвод плашек к бурильной трубе (3–5 кГс/см²). Затем, когда плашки доходят до бурильной трубы, давление в системе патронов резко возрастает. При достижении давления 33–35 кГс/см² нижний патрон зажимает бурильную трубу. После закрепления нижнего патрона производится раскрепление верхнего патрона, т.е. отвод плашек верхнего патрона от бурильной трубы. При дальнейшем повышении давления в системе патронов до 37–40 кГс/см² золотник быстрого подъема переключается, перекрывая слив от дросселя и от сливной полости прибора управления 8 и соединяя верхние и нижние полости цилиндров подачи 6 с нагнетательной магистралью насоса системы подачи. Таким образом, цилиндры подачи 6 подключаются к насосу, и вследствие разности площадей верхних (штоковых) и нижних (поршневых) полостей цилиндров подачи на штоки действует гидравлическое усилие, направленное вверх. Происходит быстрый подъем траверсы 3 с раскрепленным верхним патроном 2. Скорость быстрого подъема превышает скорость нормального подъема примерно в 3 раза, так как производительность насоса системы подачи в этом случае расходуется на заполнение только объема, равного объему вытесняемых штоков. Быстрый подъем производится при закреплённом нижнем патроне 13.

В конце хода при быстром подъеме, когда траверса 3 подходит к верхнему крайнему положению, происходит отключение перехвата, так как конечным переключателем отключается реле и катушка электромагнита золотника 7 обесточивается. Золотник 7 под действием пружины возвращается в исходную позицию, соединяя поток масла от насоса системы патронов со сливом. Одновременно и полость верхнего патрона соединяется со сливом.

При отключении перехвата вначале закрепляется верхний патрон 2. Под действием силовых пружин верхнего патрона 2 производится быстрый подвод плашек к бурильной трубе и вытеснение масла на слив из его полости через подводящую магистраль. В это время нижний патрон 13 удерживается в закреплённом состоянии золотником блокировки 26. После полного вытеснения масла из полости верхнего патрона 2 происходит окончательное его закрепление и отключение золотника блокировки 26. Золотник блокировки 26 занимает исходную позицию и открывает слив из полости нижнего патрона 13 и из полости управления золотника быстрого подъема 7. Происходит отвод плашек (раскрепление) нижнего патрона 13 под действием возвратных пружин и переключение золотника быстрого подъема 7 в исходную позицию, при которой разъединяются полости цилиндров подачи и открывается слив от дросселя прибора управления 8.

Таким образом, при отключении автоматического перехвата гидросистема возвращается в исходное положение и бурение продолжается с той же осевой нагрузкой на породоразрушающий инструмент, которая была установлена до включения автоматического перехвата.

Ручной перехват. При выполнении перехвата от ручного управления (плакат 17) пакетный переключатель автоматического перехвата должен быть предварительно установлен в положение «Отключено». Для включения ручного перехвата необходимо рукоятку распределителя установить из положения «Закрепить» в положение «Перехват». В этом случае поток масла системы патронов от распределителя 9 поступает в правую полость нижнего пилотного золотника 25. Поршень пилотного золотника перемещается в левое положение и открывает проход маслу через дроссель 24. Дальнейшее движение потока масла и последовательность срабатывания элементов гидросистемы при перехвате аналогичны случаю, описанному для работы гидросистемы при включении автоматического перехвата. Происходит закрепление нижнего патрона, раскрепление верхнего патрона и быстрый подъем траверсы с раскрепленным верхним патроном. При этом буровой снаряд удерживается нижним патроном.

Отключение ручного перехвата производится установкой рукоятки распределителя из положения «Перехват» в положение «Закрепить». Последовательность срабатывания элементов гидросистемы при отключении перехвата такая же, что и при отключении автоматического перехвата. При этом происходит закрепление верхнего патрона с последующим раскреплением нижнего патрона и отключением быстрого подъема, то есть гидросистема принимает исходное положение и бурение продолжается с осевой нагрузкой, установленной до перехвата.

Раскрепление и закрепление верхнего патрона. Операции по закреплению и раскреплению верхнего патрона (плакат 17) можно выполнять как при остановке траверсы, так и при её движении. Однако следует помнить, что при выполнении этих операций нижний патрон всегда остается раскрепленным. Поэтому раскрепление верхнего патрона следует производить при необходимости и с соблюдением мер предосторожности (необходимо остановить вращение и вывесить буровой снаряд).

Для раскрепления верхнего патрона рукоятка распределителя устанавливается в положение «Раскрепить». В этом случае поток масла системы патронов от распределителя 9 подается в левую полость верхнего пилотного золотника 25 распределительной плиты 23. Поршень пилотного золотника перемещается в правое положение и открывает проход маслу через вентиль 1 в полость верхнего патрона 2. Происходит раскрепление верхнего патрона 2.

Для закрепления верхнего патрона рукоятка распределителя устанавливается в положение «Закрепить». При этом поток масла системы патронов от распределителя направляется на слив через электрозолотник 7, а масло из полости верхнего патрона 2 через верхний пилотный золотник 25 и распределитель направляется в сливную магистраль под действием пружин верхнего патрона. Верхний патрон закрепляет буровой снаряд.

При включении позиций «Закрепить» или «Раскрепить» установкой рукоятки распределителя системы патронов прибор управления 8 системы подачи может быть установлен в любую из имеющихся пяти позиций.

Подъем, остановка и опускание шпинделя. Подъем шпинделя (плакат 18) применяется для отрыва коронки от забоя, расхаживания бурового снаряда или использования цилиндров подачи вращателя как домкрат. Для выполнения указанных операций рукоятка прибора управления устанавливается в положение «Вверх», рукоятка распределителя – в положение «Закрепить». При подъеме траверсы с раскрепленным верхним патроном, когда буровой снаряд не закреплен в патронах, рукоятка распределителя может быть установлена в положение «Раскрепить». При выполнении подъема шпинделя масло от насоса системы подачи через прибор управления 8 подается в нижние полости цилиндров подачи 4. Усилие, необходимое для подъема, и скорость перемещения траверсы устанавливается дросселем прибора управления 8. При полностью закрытом дросселе скорость подъема траверсы будет наибольшей.

Для опускания траверсы или бурового снаряда рукоятка прибора управления устанавливается в положение «Вниз». Давление и скорость подачи при этом регулируются дросселем прибора управления 8 и регулятором подачи 5. В этом случае масло от насоса системы подачи через прибор управления 8 подается в верхние полости цилиндров подачи 4. При движении поршней вниз из нижних полостей цилиндров подачи 4 масло вытесняется через регулятор подачи 5, прибор управления 8 и золотник быстрого подъема 7 в сливную магистраль. Клапан веса 6 при этом должен быть открыт вращением маховичка регулятора подачи против часовой стрелки.

Для кратковременной остановки траверсы в любом положении следует снизить давление в гидросистеме вращением маховичка дросселя против часовой стрелки и затем установить рукоятку прибора управления в положение «Стоп».

Остановку и опускание бурового снаряда в скважине можно производить также одним из двух дополнительных способов:

а) при установке рукоятки прибора управления в положение «Вверх» снижением давления в нижних полостях цилиндров подачи, вращая маховик дросселя прибора управления против часовой стрелки;

б) регулированием давления настройки клапана веса 6 регулятора подачи 5.

Обратный перехват. При подъеме бурового снаряда из скважины цилиндрами подачи 4 на высоту, превышающую ход шпинделя, выполняют обратный перехват (плакат 18), который заключается в следующем.

После подъема траверсы до верхнего крайнего положения рукоятку распределителя 8 устанавливают в положение «Обратный перехват». При этом положении распределение потока в системе патронов от распределителя такое же, что и при перехвате, за исключением того, что линия управления золотником быстрого подъема 7 перекрывается распределителем и золотник 7 не включается на быстрый подъем. Таким образом, происходит закрепление нижнего патрона, раскрепление верхнего патрона, но не совершается быстрый подъем. Для последующего опускания траверсы с раскрепленным верхним патроном рукоятку прибора управления устанавливают в положение «Вниз» и дросселем повышают давление в системе подачи. В нижнем положении траверсу устанавливают, распределитель переключают в положение «Закрепить». Подъем бурового снаряда повторяют установкой рукоятки прибора управления в положение «Вверх», одновременно повышая давление в системе подачи вращением маховичка дросселя по часовой стрелке.

Перемещение станка. Перемещение бурового станка к скважине для выполнения работ по бурению и отодвигание его от скважины для производства спуско-подъемных операций осуществляется цилиндром перемещения станка 11, снабженным гидрозамком 10. Гидрозамок 10 предназначен для запираания цилиндра перемещения и автоматической фиксации (удержания) станка на раме от действия внешних сил в крайних или промежуточных положениях.

Для перемещения станка к устью скважины рукоятка прибора управления устанавливается в положение «К скважине». Поток масла от насоса системы подачи через прибор управления поступает в правый подвод гидрозамка 10. С повышением давления в гидросистеме, осуществляемым вращением маховичка дросселя по часовой стрелке, открывается правый клапан гидрозамка 10 и масло поступает в правую полость цилиндра перемещения станка 11. Одновременно поршень гидрозамка 10 перемещается влево и своим толкателем открывает левый клапан. По мере поступления масла от насоса системы подачи в правую полость цилиндра перемещения 11 последний движется вправо, и, сле-

довательно, станок, соединенный с корпусом цилиндра 11, перемещается к скважине. При движении станка масло из левой полости цилиндра 11 вытесняется через левый клапан гидрозамка 10 и прибор управления в сливную магистраль.

При снижении давления в гидросистеме (вращением маховичка дросселя против часовой стрелки) перемещение станка прекращается. Под действием пружин клапаны гидрозамка 10 закрываются и запирают выходы из полостей цилиндра перемещения 11, осуществляя автоматическую фиксацию (удержание) станка на раме от действия внешних сил.

Для перемещения станка от скважины рукоятка прибора управления устанавливается в положение «От скважины». В этом случае поток масла поступает через левый клапан гидрозамка 10 в левую полость цилиндра перемещения станка 11. При этом поршень гидрозамка перемещается вправо, открывая правый клапан и сообщая через него правую полость цилиндра 11 со сливной магистралью. Цилиндр 11 и станок перемещаются влево, т.е. от скважины. Остановка станка с последующей автоматической фиксацией (удержанием) его на раме производится так же, как и в случае перемещения к скважине, т.е. снижением давления в системе подачи.

При перемещении станка к скважине или от скважины остановку его с автоматической фиксацией (удержанием) можно производить в любой точке в пределах хода.

Установка осевой нагрузки на забой

1. Установить рукоятки переключения скоростей и включения вращателя в нужное положение, включить заданную скорость вращения шпинделя.

2. Рукоятку распределителя повернуть в положение «Закрепить», прибора управления – в положение «Вверх». Повышая давление в гидросистеме маховичком прибора управления, приподнять снаряд от забоя.

3. Включить буровой насос и, плавно включая фрикцион станка, дать вращение буровому снаряду.

4. Повернуть маховичок регулятора подачи по часовой стрелке до отказа и маховичком прибора управления снизить давление в гидросистеме до нулевого значения. Установить рукоятку прибора управления в положение «Вниз».

5. Поворачивая маховичок регулятора подачи против часовой стрелки, начать медленно опускать буровой снаряд под действием собственного веса.

6. С началом движения бурового снаряда вниз остановить его незначительным поворотом маховичка регулятора подачи по часовой

стрелке. В этом положении маховичок регулятора подачи законтрить гайкой.

7. Плавно повышая давление в гидросистеме маховичком прибора управления, медленно опускать буровой снаряд на забой, контролируя при этом осевую нагрузку по показаниям указателя нагрузки.

8. После приработки забоя скважины маховичком прибора управления установить требуемую осевую нагрузку по указателю нагрузки на забой.

Лабораторная работа № 2.1.5

ИЗУЧЕНИЕ УСТРОЙСТВА И ПРИНЦИПА РАБОТЫ БУРОВЫХ ЛЕБЕДОК

Цель работы: Изучение устройства и принципа работы планетарных и фрикционных лебедок, колодочных и ленточных тормозов и проведение их регулировок.

Материальное обеспечение: лебедки буровых станков СКБ-4, СКБ-5, действующие макеты буровых лебедок, плакаты, литература: [1] – с. 225–262; [2] – с. 18–24; [3] – с. 26–33; [6] – с. 29–30; [7] – с. 37, 38; с. 47, 48; [10] – с. 40–42.

Лебедки буровых станков предназначены для спуска и подъема бурового инструмента, ненагруженного элеватора, спуска обсадных колонн, удержания на весу неподвижного инструмента или медленного его опускания с целью регулирования усилия подачи, для подтаскивания труб и грузов, подъема и опускания мачт (на некоторых самоходных установках), а также для выполнения других вспомогательных работ на буровой установке.

Наибольшим распространением в практике геологоразведочного бурения пользуются планетарные и фрикционные лебедки. Лебедки с планетарным редуктором могут быть выполнены по схеме «барабан – зубчатый венец» и «барабан – водило».

Лебедка бурового станка СКБ-4 (плакат 9) – планетарного типа, выполненная по схеме «барабан – зубчатый венец», с воздушным охлаждением шкива тормоза спуска. Она состоит из барабана 11 с зубчатым венцом 9 и шкивом тормоза спуска 8, водила 15 с тремя сателлитами 16, шкива тормоза подъема 6, кронштейна 18, вала 14 с подвижной солнечной шестерней 17 и механизма выключения лебедки.

Механизм выключения лебедки состоит из корпуса 3, тяги 4, вилки 1 с двумя сухарями, валика и рукоятки 2.

Левой опорой вала 14 является сферический подшипник, установленный в кронштейне, правой – сферический подшипник, установленный в раздаточной коробке.

Вращение от солнечной шестерни при заторможенном шкиве тормоза подъема передается барабану, а при заторможенном тормозе спуска через сателлиты – передается водилу и связанному с ним шкиву тормоза подъема.

Управление лебедкой осуществляется двумя тормозами колодочного типа: тормозом спуска, расположенным справа, и тормозом подъема, расположенным слева.

Тормозом спуска производится освобождение барабана лебедки для спуска бурового инструмента в скважину или опускания элеватора, а также торможение барабана лебедки и его остановка. Тормозом подъема производится торможение шкива, соединенного с водилом, при подъеме бурового инструмента или элеватора.

Тормоз спуска (плакат 10) состоит из верхней колодки 1; нижней колодки 11; кронштейна, при помощи которого тормоз крепится к станине через опору 12; тяги 3; эксцентрика 6; рукоятки 2; собачки 8, удерживающей рукоятку в заторможенном положении. Торможение осуществляется стягиванием колодок при помощи тяги 3, которая получает движение от эксцентрика 6, связанного с тормозной рукояткой 2. В расторможенном положении рукоятка удерживается пружиной.

Конструкция тормоза подъема аналогична конструкции тормоза спуска за исключением того, что в тормозе подъема нет собачки, фиксирующей рукоятку в заторможенном положении.

Для обеспечения хорошей работы тормозов в процессе эксплуатации необходимо проводить их регулировку, которая должна обеспечивать:

- свободное вращение барабана лебедки под действием веса талевого блока (элеватора) при расторможенных колодках тормозов;
- обеспечение достаточного торможения и удержания груза максимально допустимого технической характеристикой станка;
- обеспечение поднятия груза максимального веса без проскальзывания шкива тормоза подъема.

В тормозах регулировке подвергаются: развод колодок, отвод рычага и симметрия зазора между тормозной поверхностью шкива и колодками – верхней и нижней. Величина развода колодок устанавливается в зависимости от веса бурового снаряда и износа тормозных накладок. Для обеспечения нормальной работы тормозов зазор между колодками и шкивом устанавливается в пределах 1,5 – 2 мм регулировкой гайками на тягах 3. Симметрия зазора между тормозной поверхностью

шкива и колодками (верхней и нижней) устанавливается регулировкой винта рычага 13.

Еженедельный технический уход за лебедкой предусматривает густую смазку корпуса механизма её включения при снятой левой крышке; полости планетарной передачи, подшипников и барабана через отверстие в его корпусе, закрытое винтом (объем смазки 200–300 см³); полости правого подшипника барабана лебедки через пресс-масленку (объем смазки 10–15 см³).

Лебедка бурового станка СКБ-5 (плакат 9) – планетарного типа выполнена по схеме «барабан – водило». Она состоит из следующих основных деталей: барабана 6; вала 7, сидящего на двух опорах; шкива 3, водила 5, полумуфты включения лебедки 9, кожуха 2.

Левая и правая опоры – устанавливаются в разъемах верхней оси корпуса коробки передач и закрепляются сверху крышками. На правом конце вала лебедки посажена полумуфта 9, которая при пере-мещении вправо сцепляется с шестерней коробки передач, осуществ-ляющей передачу вращения на лебедку. Перемещение полумуфты 9 осуществ-ляется рукояткой включения лебедки через валики и вилку 10

Барабан лебедки 6 установлен на валу 7 на двух радиальных под-шипниках. К левому торцу ступицы барабана прикреплено водило 5 планетарного редуктора, выполненное из двух половин, скрепленных болтами. Водило крепится к барабану шестью болтами и таким же ко-личеством штифтов, передающих крутящий момент от вала 7 к бараба-ну. В водиле 5 на осях в подшипниках установлены сателлиты $Z = 18$. При торможении шкива 3, с которым жестко соединен зубчатый венец, вращение от шестерни $Z = 45$ через сателлиты передается на барабан лебедки.

Планетарный редуктор имеет закрытую полость. Его элементы смазываются жидкой смазкой. На шкиве 3 имеются две пробки – для залива и слива масла. Объем масла, заливаемого в планетарный редук-тор, составляет 1 л.

Управление лебедкой осуществляется двумя тормозами колодоч-ного типа: тормозом спуска и тормозом подъема (плакат 13).

Тормоз спуска состоит из колодки верхней 9 и колодки нижней 11; опорного кронштейна 14; эксцентрика 7, установленного в чугунных втулках 8; тяги 4, сидящей на эксцентриковом валу на игольчатом под-шипнике 6 и скрепленной с колодкой гайками; пружины, разжимающей колодки при опущенном положении тормозов; рукоятки управления тормозом 10. К колодкам приклепаны накладки 13 из ретинакса. Крон-штейн 14 закреплен в приливах корпуса коробки передач с помощью оси. Стопорение тормоза спуска осуществляется фиксатором.

Устройство тормоза подъема такое же, как и тормоза спуска.

Техническое обслуживание тормозов лебедки состоит в периодической смазке подшипников и в регулировке тормозов.

Игольчатые подшипники 6 эксцентриковых валов тормозов смазываются через пресс-масленки двумя – тремя качками солидолонагнетателя. Оси колодок 5 смазываются через пресс-масленки 1, ввернутые в кронштейны тормозов. Для смазки этого узла достаточно двух-трех качков солидолонагнетателя. Так же смазываются два нижних подшипника кронштейна тормозов. Доступ к пресс-масленкам тормозов осуществляется при откидывании защитного кожуха лебедки.

Тормоза спуска и подъема регулируются в соответствии со следующими требованиями:

- во время торможения к поверхности шкивов лебедки должно прилегать не менее 75% тормозных поверхностей накладок;
- зазор между разжатыми колодками и шкивами должен быть равномерным и составлять 0,3 мм (не менее), зазор в горизонтальной плоскости устанавливается болтом в кронштейне 14, в вертикальной болтом под тягой 4;
- колодки должны свободно, без перекосов, вращаться в шарнирах кронштейнов.

Усилие торможения регулируется изменением длины передних тяг путем завинчивания – отвинчивания гаек на тягах и выбирается с учетом веса бурового снаряда и износа тормозных накладок.

Талевый канат закрепляется на барабане лебедки с помощью специальных устройств, предусмотренных конструкцией барабана.

Во всех случаях при спуско-подъемных операциях на барабане лебедки должно оставаться не менее трех витков каната.

Фрикционная лебедка буровой установки УРБ-ЗАЗ (плакат 5). Лебедка монтируется на раме установки на двух стойках (левой и правой), к которым болтами крепятся корпуса подшипников 9. На подшипниках установлен вал лебедки 16, а на валу – барабан 14 с тормозным шкивом, в который встроена фрикционная муфта. Включается и выключается фрикционная муфта бугелем 10.

Для остановки барабана лебедка оснащена ленточным тормозом 13, который управляется рычагом 1, снабженным специальным механизмом. Этот механизм позволяет фиксировать рычаг в любом положении.

Лебедка получает вращение от коробки передач через цепную передачу и звездочку приводную 15, которая посажена на вал 16 на шпонке. От вала 16 вращение передается заднему диску 6 фрикционной муфты, с которым посредством зубчатых венцов соединяются промежуточ-

ный 2 и передний 12 диски. Барабан 14 лебедки свободно вращается в подшипниках, напрессованных на вал 16.

Для включения барабана лебедки конусная втулка с бугелем 10 перемещается вправо до тех пор, пока ролик рычага нажимного 11 не поднимется по конусной части втулки. Одновременно короткий конец рычага 11 начнет оказывать воздействие на нажимное кольцо с гайкой, которое передается переднему диску 12. Диск переместится вправо, зазоры между передним 12, промежуточным 2, средними 3 и задним 6 дисками выберутся и за счет сил трения начнут вращаться средние диски 3, на которые наклепаны фрикционные накладки. Средние диски 3 через зубчатый венец, встроенный в тормозной шкив, передадут вращение барабану 14.

Фрикционная муфта имеет три рычага нажимных 11 с роликами, что обеспечивает равномерное давление на диски. В свободном состоянии диск передний 12 отжимается пружинами. Зазор по мере износа фрикционных средних дисков 3 регулируется гайкой.

Лабораторная работа № 2.1.6

ИЗУЧЕНИЕ КИНЕМАТИЧЕСКИХ СХЕМ БУРОВЫХ СТАНКОВ

Цель работы: изучение кинематических схем буровых станков, устройства и работы коробок передач, раздаточных коробок, овладение навыками управления исполнительными органами буровых станков.

Материальное обеспечение: действующие буровые станки СКБ-4, СКБ-5, СКБ-2; макет коробки передач станков СКБ-3, СКБ-4; плакаты, литература: [3] – с. 41–49; [4] – с. 64–71, 77–81; [5] – с. 19–23; [6] – с. 20–27; [7] – с. 33–36, 43–46.

Привод буровых станков осуществляется от индивидуального электродвигателя (плакат 8), соединенного с коробкой передач через фрикционную муфту или от общей трансмиссии буровой установки.

Конструкцией станков предусмотрена возможность независимого раздельного включения и выключения вращателя и лебедки.

Буровой станок СКБ-4. Буровой станок СКБ-4 имеет трехходовую пятиступенчатую коробку передач с синхронизаторами от автомобиля ЗИЛ-130, у которой заблокирована первая скорость. Раздаточная коробка имеет две ступени передачи вращения на вращатель и одну – на вал лебедки. Таким образом, станок имеет 8 скоростей вращения шпинделя вращателя и 4 скорости вращения барабана лебедки.

Коробка передач служит для передачи вращения от электродвигателя через раздаточную коробку вращателю или лебедке и для изменения частоты их вращения. Детали коробки передач (плакат 20) собраны в чугунном литом картере. Для доступа в картер с обеих сторон его имеются люки. В картере на подшипниках установлены: первичный вал 3, вторичный вал 4 и промежуточный вал 5. Первичный вал, изготовленный заодно с шестерней $Z = 20$ зубьев и конусом с внутренним зубчатым венцом, задним концом установлен на подшипнике в стенке картера, а передним – на подшипнике в расточке полумуфты ведущего диска сцепления (плакат 19). Вторичный вал 4 установлен передним концом в выточке первичного вала на роликоподшипнике. По шлицам вала может перемещаться шестерня $Z = 45$ зубьев включения обратного вращения. Кроме того, на валу свободно установлены шестерни $Z = 26$, $Z = 33$ и $Z = 42$, входящие в постоянное зацепление с шестернями промежуточного вала 5. На шестернях $Z = 26$, $Z = 33$ и $Z = 42$ имеются конусные поверхности и внутренние зубчатые венцы. Для безударного включения передач между шестернями $Z = 20$ и $Z = 26$, $Z = 33$ и $Z = 42$ установлены синхронизаторы.

Шариковый подшипник закреплен на валу гайкой, закрыт крышкой и фиксируется стопорным кольцом. Шестерни $Z = 43$, $Z = 38$, $Z = 31$, $Z = 20$ и $Z = 22$ на промежуточном валу установлены на шпонках.

Шестерня $Z = 13$ изготовлена как одно целое с валом.

С правой стороны от промежуточного вала в стенке картера и внутренней перегородке закреплена ось 2, на которой установлена на двух роликоподшипниках блок-шестерня $Z = 22$ и $Z = 15$. Шестерня $Z = 22$ находится в постоянном зацеплении с шестерней $Z = 20$ промежуточного вала.

В отверстиях внутренних приливов крышки картера установлены три переключающих стержня, на которых закреплены вилки включения передач. Над стержнями в гнездах крышки расположены шариковые замки. В пазы головок вилок входит нижний конец рычага переключения передач, установленный на шаровой опоре в приливе крышки. Сверху шаровая опора рычага закрыта уплотняющим чехлом. Для включения передач рычаг из нейтрального положения может устанавливаться в пять различных положений.

Для передачи вращения вращателю и лебедке служит раздаточная коробка (дополнительный редуктор), которая на вращатель передает два диапазона вращения, а на лебедку – один. Раздаточная коробка (плакат 21) устанавливается своими лапами на станину и крепится к ней болтами. Раздаточная коробка состоит из верхнего и нижнего литых корпусов. Верхний корпус 4 закрыт крышкой. Для монтажа и осмотра в верхнем корпусе имеются боковые крышки. Внутри раздаточной коробки смон-

тированы шестерни $Z = 28$, $Z = 54$, $Z = 36$, $Z = 44$ и $Z = 41$. К переднему (верхнему) фланцу раздаточной коробки болтами крепится вращатель. Шестерня $Z = 44$ является левой опорой горизонтального вала вращателя, шестерня которого, входя в зацепление либо с шестерней $Z = 54$, либо с зубчатой муфтой шестерни $Z = 44$, передает вращателю две ступени скоростей вращения. Передвигается шестерня горизонтального вала вращателя по шлицам при помощи вилки 5, сидящей на валике, который поворачивается рукояткой 7. Шестерня $Z = 41$ через муфту передает вращение валу лебедки. Муфта, сферический подшипник и крышка являются правой опорой вала лебедки.

Работа кинематики станка СКБ-4 показана на плакате 8.

Различные сочетания сцепления шестерен первичного, промежуточного и вторичного валов коробки передач обеспечивают четыре прямых скорости вращения вторичного вала и одну скорость обратного вращения. Первая скорость коробки передач заблокирована, т.е. не включается, так как перемещение включающего стержня первой и обратной скоростей ограничено ограничителем 1 (плакат 20).

При сцеплении правой муфты с шестерней $Z = 42$, связанной с шестерней $Z = 22$ промежуточного вала и находящихся в постоянном зацеплении шестерен $Z = 20$ и $Z = 43$, получается первая скорость вращения вторичного вала.

$$n_1 = n_{\text{эл.дв}} \cdot \frac{Z = 20}{Z = 43} \cdot \frac{Z = 22}{Z = 42}.$$

При сцеплении правой муфты с шестерней $Z = 33$, связанной с шестерней $Z = 31$ промежуточного вала и находящихся в постоянном зацеплении шестерен $Z = 20$ и $Z = 43$, получается вторая скорость вращения вторичного вала.

$$n_2 = n_{\text{эл.дв}} \cdot \frac{Z = 20}{Z = 43} \cdot \frac{Z = 31}{Z = 33}.$$

При сцеплении левой муфты с шестерней $Z = 26$, связанной с шестерней $Z = 38$ и находящихся в постоянном зацеплении шестерен $Z = 20$ и $Z = 43$, получается третья скорость вращения вторичного вала

$$n_3 = n_{\text{эл.дв}} \cdot \frac{Z = 20}{Z = 43} \cdot \frac{Z = 38}{Z = 26}.$$

При сцеплении левой муфты с шестерней $Z = 20$ первичного вала получается четвертая скорость вращения вторичного вала (прямая передача), минуя промежуточный вал.

Для получения обратного вращения необходимо ввести в зацепление с шестерней $Z = 15$ шестерню $Z = 45$. Передача вращения шестерен $Z = 15$ осуществляется посредством постоянного зацепления шестерен $Z = 20$ и $Z = 43$ и $Z = 22$ и $Z = 20$.

$$N_{\text{обр}} = n_{\text{эл.дв}} \cdot \frac{Z = 20}{Z = 43} \cdot \frac{Z = 20}{Z = 22} \cdot \frac{Z = 15}{Z = 45}.$$

Четыре прямых и одна обратная скорости вращения вала передаются на входной вал раздаточной коробки.

Шестерня $Z = 28$ входного вала раздаточной коробки передает вращение на горизонтальный вал вращателя через блок-шестерню 2 $Z = 36$ и $Z = 54$. Шестерня $Z = 26$ имеет возможность перемещаться по шлицам вала и входить в зацепление либо с шестерней $Z = 54$, либо в венцовое зацепление с шестерней $Z = 44$ и передает на горизонтальный вал вращателя 8 прямых скоростей и 2 – обратных, которые через коническую пару $Z = 27$ и $Z = 26$ передаются шпинделю.

Одновременно 4 скорости вращения входного вала раздаточной коробки через шестерни $Z = 28$, $Z = 54$, $Z = 36$ и $Z = 44$, и $Z = 41$ передаются на горизонтальный вал лебедки. Для включения лебедки служит солнечная шестерня $Z = 30$, которая имеет возможность перемещаться по шлицевому участку лебедочного вала и входить в зацепление с тремя сателлитами $Z = 24$, находящимися в постоянном зацеплении с зубчатым венцом $Z = 78$.

Сводные кинематические характеристики приведены в табл. 2.1.

Буровой станок СКБ-5. Буровой станок СКБ-5 имеет 4-х скоростную трехвальную коробку передач (плакат 11) оригинальной конструкции, совмещенную с раздаточной коробкой (дополнительным редуктором), что позволяет иметь удвоенное количество скоростей, передаваемых шпинделю вращателя. Таким образом, вращатель имеет 8 скоростей вращения, а лебедка – 4. Коробка передач – трехходовая, без синхронизации. Все детали коробки собраны в стальном литом корпусе 6, к которому крепятся основные узлы станка. По верхней оси корпус коробки имеет разъем, служащий для монтажа и демонтажа лебедки, на правом торце – круговой Т-образный паз для крепления вращателя. Крышки по разъему корпуса крепятся болтами и фиксируются штифтами. В корпусе коробки передач размещены муфта фрикционная 7, валы, шестерни и механизмы переключения передач. Первичный вал выполнен заодно с шестерней $Z = 20$, которая находится в постоянном зацеплении с шестерней $Z = 42$, закрепленной неподвижно на промежуточном валу совместно с шестернями $Z = 20$, $Z = 38$ и $Z = 31$.

На вторичном валу на шлицах установлены две подвижные блок-шестерни $Z = 42$ и венцовая $Z = 20$, $Z = 24$ и $Z = 31$, которые перемещаются по валу при помощи рукоятки переключения скоростей. Кроме того, на валу установлена неподвижно шестерня $Z = 26$, входящая в постоянное зацепление с шестерней $Z = 60$ раздаточного вала. Шестерня $Z = 47$ смонтирована на шарикоподшипниках, установленных в перегородки корпу-

са, и является одновременно второй опорой ведущего вала углового редуктора вращателя.

Торцевые поверхности шестерни $Z = 47$ имеют зубчатые венцы $Z = 26$. Левый венец служит для включения лебедки путем введения в зацепление подвижной зубчатой муфты $Z = 26$, посаженной на шлицы вала лебедки. Правый венец служит для передачи вращателю пониженных скоростей вращения, что осуществляется путем зацепления с правой муфтой $Z = 26$, имеющей возможность перемещаться по шлицам ведущего вала углового редуктора. В правом крайнем положении муфта $Z = 26$ входит в зацепление с шестерней $Z = 60$ раздаточного вала, образуя вторую ступень передачи частот вращения шпинделю.

Кроме того, правая муфта $Z = 26$ имеет третье нейтральное положение.

На нижней передней крышке расположен механизм переключения подвижных шестерен вторичного вала с рычагом управления 5.

В верхней крышке смонтирован механизм включения вращателя с рукояткой 3 и механизм включения лебедки с рукояткой 2.

Установка рукояток на определенное включение частот вращения фиксируется шариковыми фиксаторами.

Работа кинематики станка СКБ-5 показана на плакате 8.

Различные сочетания сцепления шестерен первичного, промежуточного и вторичного валов обеспечивают четыре прямые скорости вращения.

При сцеплении левой блок-шестерни $Z = 20$ промежуточного вала и находящихся в постоянном зацеплении шестерен $Z = 20$ и $Z = 42$ получается первая скорость вращения вторичного вала.

$$n_1 = n_{\text{эл.дв}} \cdot \frac{Z = 20}{Z = 42} \cdot \frac{Z = 20}{Z = 42}.$$

При зацеплении правой блок-шестерни $Z = 31$ с шестерней $Z = 31$ промежуточного вала и находящихся в постоянном зацеплении шестерен $Z = 20$ и $Z = 42$ получается вторая скорость вращения вторичного вала.

$$n_2 = n_{\text{эл.дв}} \cdot \frac{Z = 20}{Z = 40} \cdot \frac{Z = 31}{Z = 31}.$$

При зацеплении правой блок-шестерни $Z = 24$ с шестерней $Z = 38$ и находящихся в постоянном зацеплении шестерен $Z = 20$ и $Z = 42$ получается третья скорость вращения вторичного вала:

$$n_3 = n_{\text{эл.дв}} \cdot \frac{Z = 20}{Z = 42} \cdot \frac{Z = 38}{Z = 24}.$$

При сцеплении левой блок-шестерни с шестерней $Z = 20$ первичного вала получается четвертая скорость вращения вторичного вала (прямая передача).

Четыре скорости вращения вторичного вала коробки передач передаются на раздаточный вал. Шестерни $Z = 60$ и $Z = 39$ раздаточного вала передают вращение на горизонтальный вал вращателя на шестерню $Z = 47$ или $Z = 26$ в зависимости от положения муфты включения вращателя.

Муфта имеет три позиции: сцепление с $Z = 47$, сцепление с $Z = 26$, нейтральная.

Таким образом, на горизонтальном (ведущем) валу вращателя получается 8 скоростей, которые передаются шпинделю через коническую пару $Z = 30$ и $Z = 29$.

Одновременно четыре скорости вращения раздаточного вала через шестерни $Z = 39$ и $Z = 47$ передаются на горизонтальный вал лебедки. При включении муфты лебедки солнечная шестерня $Z = 45$ передает вращение на три сателлита $Z = 18$, находящихся в постоянном зацеплении с зубчатым венцом.

Сводные кинематические характеристики приведены в табл. 2.2.

Фрикционы. На буровом станке СКБ-4 установлена муфта сцепления от грузового автомобиля ЗИЛ-130. Фрикционное сцепление (плакат 19) – однодисковое, сухое, постояннозамкнутое. Оно закреплено на ведущем диске 6 (маховике), который через втулку 2 соединен с валом электродвигателя. Между ведущим диском 6 и нажимным чугунным диском 5 размещен фрикционный диск, представляющий собой стальной лист с фрикционными накладками. Фрикционный диск соединен со ступицей, установленной на шлицах первичного вала коробки передач. Нажимной диск 5 расположен внутри стального штампованного кожуха, прикрепленного болтами к ведущему диску.

Между нажимным диском и кожухом установлено 16 пружин, обеспечивающих зажим фрикционного ведомого диска между ведущим и нажимным дисками. Соединение нажимного диска 5 с кожухом осуществляется пластинами, передающими вращение диску. В то же время нажимной диск 5 может перемещаться и в осевом направлении, сжимая пружины. С ушками нажимного диска с помощью осей на игольчатых подшипниках соединены четыре выключающих рычага. Кроме того, рычаги шарнирно установлены и на осях, закрепленных в вилках, которые в свою очередь соединены с кожухом регулировочными гайками, имеющими сферическую опорную поверхность.

Против внутренних концов выключающих рычагов на втулке, закрепленной фланцем к картеру коробки передач, установлена подвижная в осевом направлении выключающая муфта с упорным шарикоподшипником. В исходное положение муфта устанавливается пружиной. Сцепление закрыто стальным литым корпусом 4. В корпусе 4 на втулках установлен валик с вилкой 7, охватывающей выключающую муфту. Рычаг левого наружного конца валика соединен тягой 10 с рычагом выключения сцепления, который имеет два фиксированных положения: включено и выключено. В фиксированных положениях рычаг выключения удерживается своим зубом в пазах планки 12 усилием пружины фиксатора 17.

Для обеспечения передачи узлам станка необходимой мощности, а также для защиты его механизмов от перегрузок, муфта сцепления настраивается на передачу определенного крутящего момента, который для станка СКБ-4 соответствует 28 – 30 кВт передаваемой мощности.

В буровом станке СКБ-5 применена сухая, двухдисковая фрикционная муфта постоянно замкнутого типа (плакат 12). На вал электродвигателя посажен венец 17 с внутренними зубьями, являющийся ведущим элементом муфты. В венце установлен подшипник левой опоры первичного вала коробки передач. Муфта имеет корпус 16, два ведущих фрикционных диска 15, два ведомых (нажимных) диска 14 с закрепленными пружинами, крестовину 13, винт регулировочный, три кулачка 2, планки 3, втулку включения 12 и оси, соединяющие через планки втулку включения с кулачками и крестовиной. Корпус муфты 16 установлен на первичном валу коробки передач. Ведущие диски 15 имеют зубчатое соединение с венцом, а ведомые – с корпусом 16.

При перемещении втулки включения 12 влево, планки 3 поворачивают кулачки 2 вокруг осей в проушинах крестовины 13 и сжимают диски. При обратном движении втулки диски отводятся друг от друга пружинами. Момент включения муфты сопровождается звуком, напоминающим щелчок. Планки при этом должны перейти «мертвую» точку. Перемещение втулки 12 производится с помощью рукоятки 5 через вилки, рычаг 4, валик 8, вилку 7 и сухари 9. В механизме включения муфты предусмотрена регулировка положения рукоятки 5, которая осуществляется перестановкой болта в соответствующие отверстия в вилке и рычаге 5.

Таблица 2.1

Кинематическая характеристика бурового станка СКБ-4

Скорость	Вращатель				Лебедка		
	Шестерни, входящие в зацепление	Положение рычагов переключения		Частота оборотов шпин- деля, об/мин	Шестерни, входящие в зацепление	Положение рычага ко- робки передач	Скорость навивки каната на барабан, м/с
		коробки	редуктора				
I	$\frac{20 * 22 * 28 * 36 * 27}{43 * 42 * 54 * 44 * 26}$	1	1	155	$\frac{20 * 22 * 28 * 36 * 44}{43 * 42 * 54 * 44 * 41}$	1	0,98
II	$\frac{20 * 31 * 28 * 36 * 27}{43 * 33 * 54 * 44 * 26}$	2	1	280	$\frac{20 * 31 * 28 * 36 * 44}{43 * 33 * 54 * 44 * 41}$	2	1,75
III	$\frac{20 * 22 * 28 * 54 * 27}{43 * 42 * 54 * 26 * 26}$	1	2	390	$\frac{20 * 38 * 28 * 36 * 44}{43 * 26 * 54 * 44 * 41}$	3	2,54
IV	$\frac{20 * 38 * 28 * 36 * 27}{43 * 26 * 54 * 44 * 26}$	3	1	435	$20 - M \frac{28 * 36 * 44}{54 * 44 * 41}$	4	4,00
V	$20 - M \frac{28 * 36 * 27}{54 * 44 * 26}$	4	1	640			
VI	$\frac{20 * 31 * 28 * 54 * 27}{43 * 33 * 54 * 26 * 26}$	2	2	710			
VII	$\frac{20 * 38 * 28 * 54 * 27}{43 * 26 * 54 * 26 * 26}$	3	2	1100			
VIII	$20 - M \frac{28 * 54 * 27}{54 * 26 * 26}$	4	2	1600			

Таблица 2.2

Кинематическая характеристика бурового станка СКБ-5

Скорость	Вращатель				Лебедка		
	Шестерни, входящие в зацепление	Положение рычагов пе- реключения		Частота оборотов шпинде- ля, об/мин	Шестерни, входящие в зацепление	Положение рычага коробки передач	Скорость навивки каната на барабан, м/с
		коробки	редуктора				
I	$\frac{20 \cdot 22 \cdot 28 \cdot 36 \cdot 27}{43 \cdot 42 \cdot 54 \cdot 44 \cdot 26}$	1	1	155	$\frac{20 \cdot 22 \cdot 28 \cdot 36 \cdot 44}{43 \cdot 42 \cdot 54 \cdot 44 \cdot 41}$	1	0,98
II	$\frac{20 \cdot 31 \cdot 28 \cdot 36 \cdot 27}{43 \cdot 33 \cdot 54 \cdot 44 \cdot 26}$	2	1	280	$\frac{20 \cdot 31 \cdot 28 \cdot 36 \cdot 44}{43 \cdot 33 \cdot 54 \cdot 44 \cdot 41}$	2	1,75
III	$\frac{20 \cdot 22 \cdot 28 \cdot 54 \cdot 27}{43 \cdot 42 \cdot 54 \cdot 26 \cdot 26}$	1	2	390	$\frac{20 \cdot 38 \cdot 28 \cdot 36 \cdot 44}{43 \cdot 26 \cdot 54 \cdot 44 \cdot 41}$	3	2,54
IV	$\frac{20 \cdot 38 \cdot 28 \cdot 36 \cdot 27}{43 \cdot 26 \cdot 54 \cdot 44 \cdot 26}$	3	1	435	$20 - M \frac{28 \cdot 36 \cdot 44}{54 \cdot 44 \cdot 41}$	4	4,00
V	$20 - M \frac{28 \cdot 36 \cdot 27}{54 \cdot 44 \cdot 26}$	4	1	640			
VI	$\frac{20 \cdot 31 \cdot 28 \cdot 54 \cdot 27}{43 \cdot 33 \cdot 54 \cdot 26 \cdot 26}$	2	2	710			
VII	$\frac{20 \cdot 38 \cdot 28 \cdot 54 \cdot 27}{43 \cdot 26 \cdot 54 \cdot 26 \cdot 26}$	3	2	1100			
VIII	$20 - M \frac{28 \cdot 54 \cdot 27}{54 \cdot 26 \cdot 26}$	4	2	1600			

Для осуществления регулировки следует снять заднюю стенку коробки передач, вывернуть винт в крестовине 13, поворотом крестовины с кулачками 2 добиться необходимого усилия зажатия дисков и зафиксировать винтом новое положение крестовины.

2.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Лабораторная работа 2.2.1 ИЗУЧЕНИЕ УСТРОЙСТВА, ПРИНЦИПА РАБОТЫ И ПРАВИЛ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗМОВ ДЛЯ СВИНЧИВАНИЯ И РАЗВИНЧИВАНИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Цель работы: изучение устройства, принципа работы трубо-
вороты и порядка выполнения спуско-подъемных операций с их ис-
пользованием.

Материальное обеспечение: натурные образцы механизмов для
свинчивания и развинчивания бурильных труб (РТ-1200М, РТ-100, РТ-
300), плакаты, литература: [1] – с. 342–343; [2] – с. 9–61; [3] – с. 70– 72.

Трубообороты предназначены для механизированного свинчи-
вания и развинчивания бурильных труб, применяемых при бурении
скважин на твердые полезные ископаемые. В данной работе рассматри-
ваются трубообороты РТ-100, РТ-300 и РТ-1200М, используемые в
составе буровых установок 2–7 классов по ГОСТ 7959–74. Бурение
скважин с применением этих установок осуществляется преимущест-
венно с применением труб муфтово-замкового и ниппельного соедине-
ния, оснащенных прорезными замками или ниппелями. Свинчивание и
развинчивание непрорезных гладкоствольных труб, замков и ниппелей
рассматриваемые трубообороты не обеспечивают.

Трубооборот РТ- 1200М предназначен для свинчивания и раз-
винчивания бурильных труб в процессе бурения геологоразведочных
скважин глубиной до 1500–2000 м преимущественно на твердые полез-
ные ископаемые буровыми станками и установками 4–7 классов по
ГОСТ 7959–74. В качестве привода трубоворота используется асин-
хронный электродвигатель мощностью 3,2 кВт.

Диаметр бурильных труб, обслуживаемых трубооборотом, мм:

- ниппельного соединения 42; 54
- муфтово-замкового соединения 42; 50; 63,5.

Трубооборот РТ-1200М (плакат 4) включает электродвигатель 2
с кожухом 1, вращатель 3, раму 8, водило 9, центратор 10, вилки под-
кладные 11, вилки ведущие 12, пусковую аппаратуру.

Устройство вращателя трубоворота показано на плакате 5.
Вращатель представляет собой двухступенчатый редуктор с двумя па-
рами цилиндрических шестерен, который приводится во вращение
электродвигателем. Детали и узлы вращателя смонтированы в двух

корпусах 4 и 5, причем корпус маховика 4 прикреплен к корпусу вращателя 5 при помощи 4-х болтов, головки которых размещены внутри корпуса маховика. В своей верхней части корпус маховика снабжен фланцем, к которому болтами крепите электродвигатель. Выходной вал электродвигателя через муфту соединен с ведущим валом 6 редуктора.

Муфта сцепления включает полумуфту 2 с двумя цилиндрическими пальцами и маховик-полумуфту 3 с запрессованными в нее упругими втулками, служащими для размещения в них с натягом пальцев полумуфты. При этом полумуфта 2 соединена с валом электродвигателя, а маховик-полумуфта 3 – с валом-шестерней 6 редуктора.

Вал-шестерня 6 ($Z = 17$) находится в зацеплении с шестерней $Z = 71$ блока-шестерни 7, которая включает также шестерню $Z = 23$. Блок-шестерня 7 размещена на ведомом валу редуктора. Оба вала редуктора (ведущий и ведомый) установлены в шарикоподшипниках.

Шестерня $Z = 23$ находится в зацеплении с шестерней 8 ($Z = 104$), жестко скрепленной с водилом 10, которое включает цилиндрический корпус и приваренный к нему рычаг. Внутри цилиндрического корпуса водила размещена цилиндрическая часть основания 9, внутренний диаметр которого определяет диаметр проходного отверстия вращателя трубоизворота (205 мм).

К верхнему торцу основания 9 при помощи шести болтов крепится опора 1. На верхнем торце опоры предусмотрены три уступа, назначение которых – ограничивать возможный угол поворота подкладной вилки и фиксировать центратор на опоре.

Центратор выполнен в виде кольца с внутренним диаметром 155 мм и служит опорой для подкладных вилок. Центратор укладывают сверху на опору 1, размещая его верхний бурт в пазы под выступами на опоре.

Ведущая вилка выполнена в виде гаечного ключа, корпус которого снабжен пазом для надевания на прорези навинчиваемой или отвинчиваемой бурильной свечи, удерживаемой лебедкой бурового станка в подвешенном положении над трубоизворотом. Верхний торец корпуса вилки снабжен выступами, которые препятствуют произвольному отсоединению вилки от вращаемой бурильной свечи.

Подкладная вилка предназначена для подвешивания на трубоизвороте колонны бурильных труб, опущенных в скважину, а также для восприятия крутящего момента при свинчивании или развинчивании бурильных свечей. Подкладная вилка выполнена в виде корпуса с пазом и укороченной рукояткой-хвостовиком, который препятствует поворачиванию подкладной вилки и удерживаемых ею труб при вращении верхней бурильной свечи.

Принцип действия трубоборзворота РТ-1200М заключается в следующем. При включении электродвигателя приводятся во вращение шестерни редуктора, причем наличие маховика на валу-шестерне 6 обеспечивает возрастание развиваемого двигателем крутящего момента. При вращении шестерни 8 ($Z = 104$), вращается водило 10, рычаг которого приводит во вращение ведущую вилку вместе с бурильной свечей. При вращении водила по часовой стрелке свечу навинчивают, а при вращении против часовой стрелке – отвинчивают от бурильной колонны. При этом подкладная вилка удерживается от проворота благодаря тому, что её хвостовик упирается в один из выступов на верхнем торце опоры вращателя трубоборзворота. Необходимое направление вращения водила обеспечивают реверсивным электродвигателем при помощи кнопки управления трубоборзворотом, которая должна быть расположена на расстоянии не менее 2 м от устья скважины по горизонтали. Такое положение кнопки не позволяет помощнику машиниста нажимать на кнопку, выполняя одновременно операции с вилками или элеватором.

Отвинчивание свечи необходимо выполнять с ударом водила по ведущей вилке. Перед нанесением удара водило следует отвести от ведущей вилки на угол $90-270^\circ$ (большее значение – для более затянутых резьбовых соединений). В случае, если после первого удара водила по ведущей вилке отвинчивания не происходит, удар следует повторить, отведя предварительно водило от ведущей вилки на максимально возможный угол. Воздействие ударных нагрузок на валы электродвигателя и редуктора смягчают упругие втулки маховика-полумуфты 3.

При эксплуатации трубоборзворота необходимо:

- не реже одного раза в три смены заполнять смазкой (солидол Ж по ГОСТ 1033-79) манжетные уплотнения между опорой, корпусом вращателя и цилиндрической частью водила;
- по мере загрязнения, но не реже одного раза в три месяца, менять масло (трансмиссионное) во внутренней полости корпуса вращателя и систематически следить за его уровнем, который должен находиться на высоте около 30 мм от дна корпуса при горизонтальном его положении.

Спуск и подъем труб с применением трубоборзворота РТ-1200М выполняется буровой вахтой в составе двух человек – машиниста буровой установки, управляющего лебедкой станка, и его помощника, выполняющего остальные операции. Спуск труб в скважину буровая вахта осуществляет в следующем порядке.

Помощник машиниста надевает элеватор на бурильную свечу, установленную в подсвечнике и подлежащую спуску в скважину. Если диаметр породоразрушающего инструмента превышает 151 мм, центра-

тор трубоизворота должен находиться на свече над породоразрушающим инструментом, а элеватор – над центратором.

Машинист включает лебедку и поднимает элеватор по свече, обеспечивая захват элеватором свечи и подъем её нижнего конца над трубоизворотом. Помощник машиниста захватывает рукой нижний конец свечи и ориентирует его по оси скважины. Машинист опускает свечу в скважину через центральное проходное отверстие вращателя трубоизворота. Когда элеватор окажется на расстоянии 0,5–0,7 м над трубоизворотом, спуск свечи в скважину необходимо прекратить. Помощник машиниста закрепляет центратор на опоре вращателя трубоизворота и вставляет подкладную вилку в нижние прорези замка (ниппеля).

Машинист возобновляет спуск свечи в скважину, обеспечивая плавное опускание подкладной вилки на центратор трубоизворота.

Помощник машиниста снимает со свечи элеватор и наголовник (в случае применения элеватора Э-18/50 спуско-подъемные операции проводят без применения наголовников), надевает элеватор на следующую свечу, подлежащую спуску в скважину.

Машинист поднимает лебедкой элеватор по свече и приподнимает нижний конец свечи над трубоизворотом. Помощник машиниста захватывает рукой свечу, удерживая её нижний конец над свечой, подвешенной к трубоизвороту на подкладной вилке. Машинист плавно опускает верхнюю свечу, обеспечивая введение её резьбового конца в резьбовую расточку нижней свечи.

Помощник машиниста надевает ведущую вилку на прорези верхней свечи и включает трубоизворот, обеспечивая вращение водила по часовой стрелке. Производится навинчивание свечи. Трубоизворот необходимо выключить, когда до полного свинчивания резьб потребуется еще 0,5–0,7 оборота водила. Довинчивание резьбового соединения при этом будет обеспечено за счет инерционного вращения маховика вращателя.

Машинист включает лебедку и приподнимает бурильную колонну. При этом подкладная вилка приподнимается над крышкой трубоизворота. Помощник машиниста снимает с бурильной колонны ведущую и подкладную вилки, после чего машинист опускает верхнюю свечу в скважину. Когда элеватор окажется над трубоизворотом на высоте 0,7–0,9 м, машинист включает тормоз буровой лебедки, а помощник машиниста надевает подкладную вилку на прорези опускаемой в скважину свечи, после чего бурильную колонну машинист опускает вниз, обеспечивая плавную посадку подкладной вилки на центратор.

Помощник машиниста отсоединяет от свечи вначале элеватор, затем – наголовник и готовит к спуску в скважину следующую свечу в указанном выше порядке.

Подъем свечей труб из скважины буровая вахта осуществляет в обратном порядке. Помощник машиниста надевает наголовник и элеватор на выступающий из скважины верхний конец бурильной колонны. Машинист включает лебедку бурового станка и поднимает колонну труб вместе с покладной вилкой на высоту 0,5–0,7 м. Помощник машиниста снимает со свечи подкладную вилку, после чего машинист возобновляет подъем труб из скважины до момента, когда верхний конец нижней бурильной свечи окажется над трубооборотом. Помощник машиниста надевает подкладную вилку на нижние прорези замкового (ниппельного) соединения.

Машинист опускает бурильную колонну, обеспечивая плавную посадку подкладной вилки на центратор трубооборота. Хвостовик вилки при этом необходимо расположить между уступами на опоре трубооборота.

Помощник машиниста надевает ведущую вилку на прорези нижнего конца извлеченной из скважины свечи и включает трубооборот, обеспечивая вращение водила против часовой стрелки. В момент удара водила по ведущей вилке начинается отвинчивание свечи. При этом машинисту следует обеспечить легкое натяжение талевого каната для того, чтобы с витков резьбового соединения снять часть нагрузки, создаваемой массой свечи.

Отвинченную свечу помощник машиниста поворачивает при помощи ведущей вилки до положения, при котором зев корпуса элеватора направлен в сторону свечеприемника, затем отсоединяет ведущую вилку от свечи.

Машинист опускает свечу вниз, а его помощник при этом обеспечивает установку нижнего конца свечи в соответствующем ряду подсвечника. В момент отсоединения элеватора от свечи помощник машиниста отталкивает свечу в сторону свечеприемника.

Машинист опускает элеватор к устью скважины. Очередные свечи извлекают из скважины и отвинчивают в указанном выше порядке.

Кнопка включения трубооборота должна находиться в соответствии с требованиями техники безопасности на расстоянии от устья скважины не менее 2 м. Таким образом, чтобы не было возможности одновременного включения кнопки и работы с вилками трубооборота.

Трубооборот РТ-100 (плакаты 1 и 2) предназначен для свинчивания и развинчивания бурильных труб при бурении геолого-

разведочных скважин глубиной до 100–150 м гидрофицированными буровыми установками второго класса по ГОСТ 7959–74.

Диаметр бурильных труб, обслуживаемых трубооборотом, равен 33,5 и 42 мм.

Устройство и принцип действия трубоворота РТ-100 аналогичны трубовороту РТ-1200М. Отличительными особенностями трубоворота РТ-100 являются:

- привод от гидромотора аксиально-поршневого типа Г15-21, подключаемого к гидросистеме бурового станка;
- возможность установки вращателя трубоворота под углом к раме, на которой он монтируется, что достигается вращением винта 9 (плакат 1), обуславливающим поворот вращателя на полуосях 7 относительно рамы 6.

Трубооборот РТ- 300 (плакат 3) предназначен для свинчивания бурильных труб в процессе бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые самоходными буровыми установками 3-го класса по ГОСТ 7959–74 (УКБ-200/300С, УКБ-ЗСТ-Э). В качестве привода трубоворота используется аксиально-поршневой гидромотор Г15–22. Диаметр бурильных труб, обслуживаемых трубооборотом, равен 42 и 50 мм.

Отличительной особенностью РТ-300 является легкосплавный корпус, в связи с чем, он имеет минимальную массу из всех рассмотренных трубоворотов, что весьма важно в самоходных установках.

Лабораторная работа № 2.3.1

ИЗУЧЕНИЕ УСТРОЙСТВА И ПРИНЦИПА РАБОТЫ БУРОВЫХ НАСОСОВ

Цель работы: изучение устройства, принципа работы и правил эксплуатации поршневых и плунжерных насосов.

Материальное обеспечение: насосная установка НБЗ-120/40, насосы 1НБ7Э, ГР-16/40, НБ-50, плакаты, литература: [1] – с. 353–373; [2] – с. 41–49; [3] – с. 52–60; [11], [12].

Буровые насосы предназначены для обеспечения циркуляции промывочной жидкости в процессе бурения скважин, для закачивания тампонажных смесей, для скважинной гидродобычи полезных ископаемых.

Наибольшим распространением в практике бурения скважин на твердые полезные ископаемые пользуются плунжерные насосы одинарного действия и поршневые насосы двойного действия.

В данных методических указаниях устройство и принцип работы плунжерных насосов рассматриваются на примере насосной установки НБ4-320/63, а поршневых – на примере насоса НБ-32 (НБ-50).

Насосная установка НБ4-320/63 (плакат 1) включает в себя насос 9, электродвигатель 10 и раму 11. Шкив насоса связан со шкивом электродвигателя с помощью трех клиновидных ремней, закрытых ограждением 1. Для натяжения ремней на раме имеются винты 12.

Линия нагнетания 4 насоса включает в себя сбросовое устройство с предохранительным клапаном 5, демпфер 3 с установленным на нём на гибком шланге выносным манометром.

Всасывающий коллектор гидравлического блока 6 снабжен воздушным колпаком 8, через который, в случае необходимости, можно производить заливку всасывающей линии. Всасывающая линия 7 крепится к гидроблоку 6 через воздушный колпак 8 с помощью фланца.

Представление о взаимодействии узлов и механизмов насоса дает кинематическая схема, помещенная в верхнем левом углу плаката 1. В соответствии с кинематической схемой вращение от приводного вала 11 с помощью установленной на нем блок-шестерни передается через одно из трех зубчатых колес коленчатому валу 1. Вращательное движение с помощью коленчатого вала преобразуется в поступательно-возвратное движение шатуна с ползуном 10 и связанного с ними плунжера 3. При движении плунжера в левую (по схеме) сторону в рабочей камере над всасывающим клапаном 6 образуется разрежение, жидкость под действием атмосферного давления приподнимает всасывающий клапан и заполняет освободившийся объем в рабочей камере. Происходит процесс всасывания. Далее, при движении плунжера в правую сторону, всасывающий клапан 6 закрывается, а нагнетательный 4 – открывается, и рабочая жидкость поступает в напорный коллектор насоса и далее – в нагнетательную линию. Происходит процесс нагнетания.

В целом, насос установки НБ4-320/63 (плакат 2) состоит из приводной (механической) и гидравлической частей, соединенных между собой с помощью шпилек и гаек.

В картере 21 приводной части насоса расположены приводной вал 14 с установленной на нем на шлицах блок-шестерней 13 и коленчатый вал 2, на котором смонтированы зубчатые колеса 7 и шатуны 1. Шатуны соединены с ползунами 22. Картер закрыт крышкой, на которой размещены стакан 6 для залива масла (И-40А в летнее время и И-12 – в зимнее), снабженный фильтром 5 и щупом 4, а также рычаг 9 с рукояткой

10 и поводком 12, служащим для перемещения блок-шестерни 13 вдоль приводного вала 14 с целью ввода её в зацепление с зубчатыми колесами коленчатого вала 2.

Смазка приводной части насоса и механизма движения (плакат 3) осуществляется шестеренным маслонасосом 6, смонтированным на фланце подшипника приводного вала. Вал маслонасоса соединен с приводным валом насоса. Масло из картера приводной части насоса всасывается маслонасосом через приемную сетку (на плакате не показана) по трубопроводу 23 и подается под давлением по трубопроводу 24 под крышку 25 подшипника коленчатого вала и далее по каналам в коленчатом валу – на смазку подшипников вала и механизма движения.

Механизм движения (плакат 4) состоит из шатуна 21, крышки шатуна 1, ползуна 19, биметаллических вкладышей 22 и соединительного пальца 20, установленного в верхней головке шатуна на шарнирном подшипнике. Для обеспечения поступления масла к шарнирному подшипнику и ползуну 19 в теле шатуна имеется маслоподводящий канал.

Гидравлическая часть насоса (плакат 2) состоит из стального гидроблока 16 с расположенными в нем тремя рабочими камерами, внутри которых установлены клапаны: нагнетательные 17, всасывающие 18 и седла клапанов. Седла клапанов установлены в цилиндрических посадочных гнездах гидроблока. Клапаны нагружены винтовыми цилиндрическими пружинами. Каждая рабочая камера закрыта двумя крышками 3, обеспечивающими доступ к клапанам. Доступ к нагнетательному клапану обеспечивается через верхнюю крышку, а к всасывающему – через торцевую крышку. К корпусу гидроблока со стороны приводной части с помощью резьбовых втулок крепятся три быстросъемных узла «сальник с плунжером» 19. Плунжеры 20 этого узла соединены с ползунами 22 приводной части насоса с помощью быстросъемных хомутов 15.

Узел «сальник с плунжером» (плакат 4) состоит из корпуса (втулки) 13, в которой размещены пустотелый плунжер и уплотнительные манжеты с манжетодержателями. Узел крепится к корпусу гидроблока через переднюю стенку корпуса приводной части насоса с помощью резьбовой втулки. Собственно плунжер состоит из стакана 16, стяжной шпильки 15 с пробкой и резьбового хвостовика 17. Насос комплектуется двумя типоразмерами плунжеров диаметром 45 и 80 мм.

Линия нагнетания (плакат 3) состоит из тройника 22, на котором смонтированы сбросовое устройство с предохранительным клапаном и демпфирующее устройство защиты манометра. Предохранительный клапан – пружинный дифференциального типа. Седло 21 и наконечник 20 клапана армированы твердым сплавом. Клапан 20 нагружен винтовой цилиндрической пружиной и с помощью гаек и упора 18 может быть

настроен на любое давление в пределах технической характеристики насоса. Конструкцией сбросового устройства предусмотрена возможность принудительного открытия клапана 20, что достигается вращением рукоятки 10 против часовой стрелки.

Основными частями демпфирующего устройства защиты манометра, сглаживающего пульсацию давления промывочной жидкости, являются корпус 8, смонтированный на гибком шланге и резьбовая вставка 7, на которой монтируется манометр. Нижний конец шланга соединен с корпусом 16, в котором установлен разделительный резиновый чулок 15, препятствующий проникновению в манометр перекачиваемой жидкости. Полости разделительного чулка, шланга, корпуса 8 и трубки манометра заполнены тормозной жидкостью.

Линия всасывания (плакат 4) включает в себя воздушный колпак 10, всасывающий рукав и приемный клапан. Приемный клапан снабжен перфорированным кожухом 6, укрепленным на седле 5. Сверху седло 5 закрыто обратным клапаном 4. Корпусом приемного клапана является конус 3, с помощью которого клапан монтируется на всасывающем шланге. Воздушный колпак 10, установленный в линии всасывания насоса, имеет небольшой объем. Объясняется это тем, что трехплунжерная схема насоса одностороннего действия обладает сравнительно низкой степенью неравномерности подачи по сравнению с поршневыми насосами двухстороннего действия (примерно 24 % против 42 %), вследствие чего не требует установки традиционного колпака-компенсатора большого объема сглаживающего пульсацию давления промывочной жидкости.

Насос поршневой НБ-32 состоит из двух основных частей – приводной 12 и гидравлической 4, смонтированных на раме 8 (плакат 1).

Приводная часть 12 включает в себя станину, кривошипно-шатунный механизм 10 и зубчатую передачу. Станина имеет направляющие параллели для крейцкопфов 9, расточки отверстий для подшипников эксцентрикового и трансмиссионного валов, картер для масляной ванны. Уровень масла в картере контролируется маслоуказателем 11. Смазка поверхностей трения блока привода осуществляется маслом, разбрызгиваемым при вращении зубчатой передачи.

Кривошипно-шатунный механизм состоит из эксцентрикового вала и смонтированных на нем шатунов 10. Шатуны своими малыми головками через биметаллическую втулку и палец соединяются с крейцкопфами 9. Крейцкопфы перемещаются в сменных накладках, закрепленных в станине. К крейцкопфам крепятся штоки. Для предотвращения попадания в блок привода насоса промывочной жидкости предусмотрены сальники и диски-отражатели 7.

Зубчатая передача (плакат 3) состоит из шестерни ведущего трансмиссионного вала 1 и ведомого зубчатого колеса, отлитого заодно с экс-центриковым валом 18. В зависимости от исполнения насоса на трансмиссионном валу устанавливаются шкив для клиноременной передачи 2, шкив с пневматической муфтой или шкив с фрикционной муфтой.

Шкив с пневматической муфтой предназначен для пуска и остановки насоса при работающем дизельном или бензиновом двигателе и дает возможность дистанционного управления насосом. Шкив 2 свободно вращается на трансмиссионном валу 1 насоса. Обод пневматической муфты болтами закреплен на план-шайбе 4, которая шлицевым соединением связана с трансмиссионным валом. Пневматическая муфта 5 с колодками установлена внутри обода, с которым связана болтами.

Сжатый воздух под давлением 0,63 – 0,81 МПа подается в пневматическую муфту через вертлюжок 3 и систему воздухопровода. При этом пневматическая муфта колодками обжимает обод, прикрепленный болтами к шкиву 2, муфта плавно замыкается и вращение за счёт сил трения передается трансмиссионному валу 1 насоса.

Фрикционная двухдисковая муфта, встроенная в шкив насоса, обеспечивает его пуск и остановку при работающем электродвигателе. Сцепление муфты производится при вращении рукоятки 16 против часовой стрелки. При этом конус 11, перемещаясь, воздействует на ролик 10 и раздвигает кулачки 9, которые замыкают муфту. Муфта имеет два ведущих 7 и три ведомых 8 диска. Ведущие диски 7 поводковым болтом 15 связаны со шкивом, а ведомые диски 8 установлены подвижно на пальце 14 муфты. Для пуска насоса необходимо включить электродвигатель, а затем – фрикционную муфту. Для остановки насоса сначала необходимо выключить муфту, а затем – двигатель.

Гидравлический блок 4 насоса (плакат 1) представляет собой монолитную коробку, в которой установлены сменные цилиндрические втулки 6, поршни 5, нагнетательные и всасывающие (на плакате не показаны) клапаны тарельчатого типа. Кроме этого, в состав гидравлического блока входят трехходовой кран 3, предохранительный клапан 2, всасывающий и нагнетательный коллекторы, сферический компенсатор 1.

Трехходовой кран предназначен для запираания нагнетательного трубопровода и перепуска промывочной жидкости в приемную емкость (отстойник). Он состоит из корпуса, притертой к нему пробки, регулировочного болта и ручки.

Предохранительный клапан (плакат 4) устанавливается на тройник 16 нагнетательного коллектора насоса и включает в себя уплотнение 14 на штоке 13, смонтированном в корпусе 4 и крышке 5. Шток 13 в

рабочем положении фиксируется рычагом 10, который установлен в пазах крышки 5 на оси 11, и срезной шпилькой 15, проходящей через совмещенные отверстия в крышке 5 и рычаге 10. Каждое из пяти отверстий в рычаге 10 соответствует предельно допустимому давлению нагнетания для цилиндрических втулок диаметром 120, 110, 100, 90 и 80 мм (от конца рычага). От загрязнения рычаг 10 и ось 11 защищены кожухом 9. При превышении допустимого давления нагнетания под действием штока 13 срезается шпилька 15, рычаг 10 принимает вертикальное положение, а шток 13 перемещается вверх, открывая свободный сброс жидкости из нагнетательного коллектора. В результате этого давление в нагнетательной линии снижается до атмосферного, после чего насос останавливают. Устранив причины, которые вызвали повышение давления сверх допустимого, шток предохранительного клапана 13 и рычаг 10 возвращают в исходное положение и на место разрушенной шпильки 15 устанавливают новую шпильку, закрывают защитный кожух 9 и возобновляют работу насоса.

Сферический компенсатор, предназначенный для снижения пульсации давления на выходе из насоса, устанавливается на тройник 16 нагнетательного коллектора и состоит из корпуса 4, разделенного на две полости резиновой диафрагмой 1, в которой с помощью шайбы 3 закреплен стабилизатор 2. Верхняя полость внутри диафрагмы заполняется воздухом или азотом. На крышке 5 компенсатора установлен переходник вентильного устройства 6 с манометром. Для нормальной работы компенсатора рекомендуемое давление газа в воздушной полости должно составлять 0,6 от рабочего давления.

Лабораторная работа № 2.4.1

ИЗУЧЕНИЕ УСТРОЙСТВА, ПРИНЦИПА РАБОТЫ ГИДРОЦИКЛОНОВ ДЛЯ ОЧИСТКИ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Цель работы: Изучение устройства, принципа работы, технических характеристик и способов регулирования режимных параметров гидроциклонов.

Материальное обеспечение: натурные образцы гидроциклона СГМ-ТПИ, плакаты, литература: [1] – с. 377–379; [15] – с. 165–192; [16] – с. 58–71.

При бурении скважин для тонкой очистки промывочной жидкости обычно используются гидроциклонные установки различных конструкций. В состав таких установок, как правило, входят гидроциклон и

питательный насос. При бурении скважин на нефть и газ в состав гидроциклонных установок входят несколько гидроциклонов, каждый из которых очищает жидкость от вполне определенных фракций. Порядок очистки промывочной жидкости такими установками и их технические характеристики приведены в обширной литературе и выносятся на самостоятельное изучение студентами. Общее устройство и принцип работы гидроциклона можно рассмотреть на примере малогабаритного спирального гидроциклона СГМ-ТПИ.

Разработанный на кафедре бурения скважин ТПУ малогабаритный спиральный гидроциклон имеет ряд существенных преимуществ перед серийно выпускаемыми гидроциклонами:

- простота конструкции, регулировки, эксплуатации, монтажа, высокий ресурс работы;
- высокая степень очистки раствора от абразивных и не диспергированных глинистых частиц – до 0,2 %;
- незначительные потери промывочной жидкости через песковую насадку – до 2–3 %;
- возможность работы без автономного насоса.

Перечисленные преимущества позволили данному гидроциклону найти широкое применение при бурении скважин на твердые полезные ископаемые.

Назначение и устройство гидроциклона. Спиральный гидроциклон СГМ-ТПИ предназначен для очистки промывочных жидкостей от песка, грубодисперсных частиц, поступающих в раствор вместе с глиной, и частиц выбуренной породы, которыми раствор обогащается в процессе бурения скважин. Гидроциклон может быть смонтирован на глинозаводе или непосредственно на буровой установке.

Спиральный гидроциклон СГМ-ТПИ (рис. 2.5) состоит из корпуса 7 с питающим штуцером 6, шнековой спирали 9 со сливным патрубком 8 для вывода очищенного раствора, конуса 2, заканчивающегося песковой насадкой 1, и регулировочными кольцами 3, 4, 5. Питающий штуцер 6 приварен касательно к корпусу 7. Кольцо 5 используется при производительности очистки 200–220 л/мин, при этом кольца 4, 3 извлекаются. Кольца 4, 5 ставятся при расходе 160 л/мин. Все три кольца (3, 4, 5) ставятся при расходе 100 л/мин. Для снижения износа колец песковой насадки их следует изготавливать из износостойких материалов.

Вместо колец с конусными отверстиями можно использовать сменные штуцеры 1. В этом случае они должны иметь конусное окончание в верхней части идентичное отверстию в регулировочном кольце.

Принцип работы спирального гидроциклона СГМ-ТПИ. Принцип действия любого гидроциклона заключается в следующем. Исходная пульпа (раствор) подается в гидроциклон через питающую насадку, установленную по касательной к боковой поверхности цилиндрической части непосредственно под крышкой. Продукты классификации (твердая фаза и раствор) разгружаются соответственно через песковую насадку и сливной патрубков, расположенные по оси гидроциклона. Поток жидкости идет по спирали вдоль стенок цилиндра, а затем конуса к песковой насадке, через которую выходит только небольшая часть общего потока. Гидроциклон быстро заполняется вращающейся жидкостью и вдоль его оси образуется вращающийся поток. При вращении пульпы шлам, песок и не диспергированные глинистые частицы за счет центробежных сил отбрасываются в периферийную зону, то есть к стенкам корпуса гидроциклона. Вблизи оси гидроциклона центробежная сила становится настолько большой, что жидкость разрывается, образуется воздушное ядро (вихревой шнур), имеющее вид воздушного столба. При нормальных условиях (достаточном давлении на входе, открытых разгрузочных отверстиях) воздушный столб возникает по всей высоте гидроциклона, соединяя по оси сливной патрубков и песковую насадку. Внешний вращающийся поток вместе с продуктами сепарации уходит через песковую насадку. Основной внутренний поток поднимается вдоль воздушного столба и разгружается через сливной патрубков в емкость с очищенным раствором. При этом диаметр сливного патрубков значительно больше диаметра песковой насадки.

Отсепарированные частицы песка и шлама с частью раствора (2–4 %) через песковую насадку сбрасываются в специальную ёмкость, из которой отстоявшийся глинистый раствор можно периодически перекачивать через гидроциклон в рабочий зумпф. В этом случае общие потери раствора не превышают 1 %.

Для предупреждения засорения песковой насадки грубообломочным материалом храпок на всасывающем шланге бурового насоса должен иметь отверстия с диаметром не более 6 мм.

Разборка, сборка и монтаж гидроциклона. Испытания гидроциклона в производственных условиях показали, что критический износ корпуса и шнека наступает примерно одновременно, в связи с этим верхний узел гидроциклона (детали 6, 7, 8, 9, 10) выполнен неразборным. При профилактических осмотрах и подборе необходимого регулировочного кольца песковой насадки разборка нижнего узла гидроциклона производится по резьбовым соединениям, которые перед сборкой следует обильно смазывать густыми консистентными смазками. Извлечение регулировочных колец из места их установки следует производить стержнем из мягкого металла.

При монтаже на глиностанции или на буровых установках гидроциклон необходимо установить вертикально и крепить кронштейнами или хомутами к стене здания или к специальным подставкам. Подключать гидроциклон к буровому насосу (к сбросовой магистрали) или любому другому насосу при помощи обычных нагнетательных шлангов.

Гидроциклонная очистка раствора на глиностанции может производиться при закачивании промывочной жидкости в растворовозы. На буровых установках очистку раствора целесообразно производить во время спуско-подъемных операций, когда буровой насос не задействован в основном технологическом процессе. (На выполнение этой операции потребуется не более 15–20 мин). При наличии автономного насоса очистку раствора можно производить во время бурения скважины, в том числе и в непрерывном режиме.

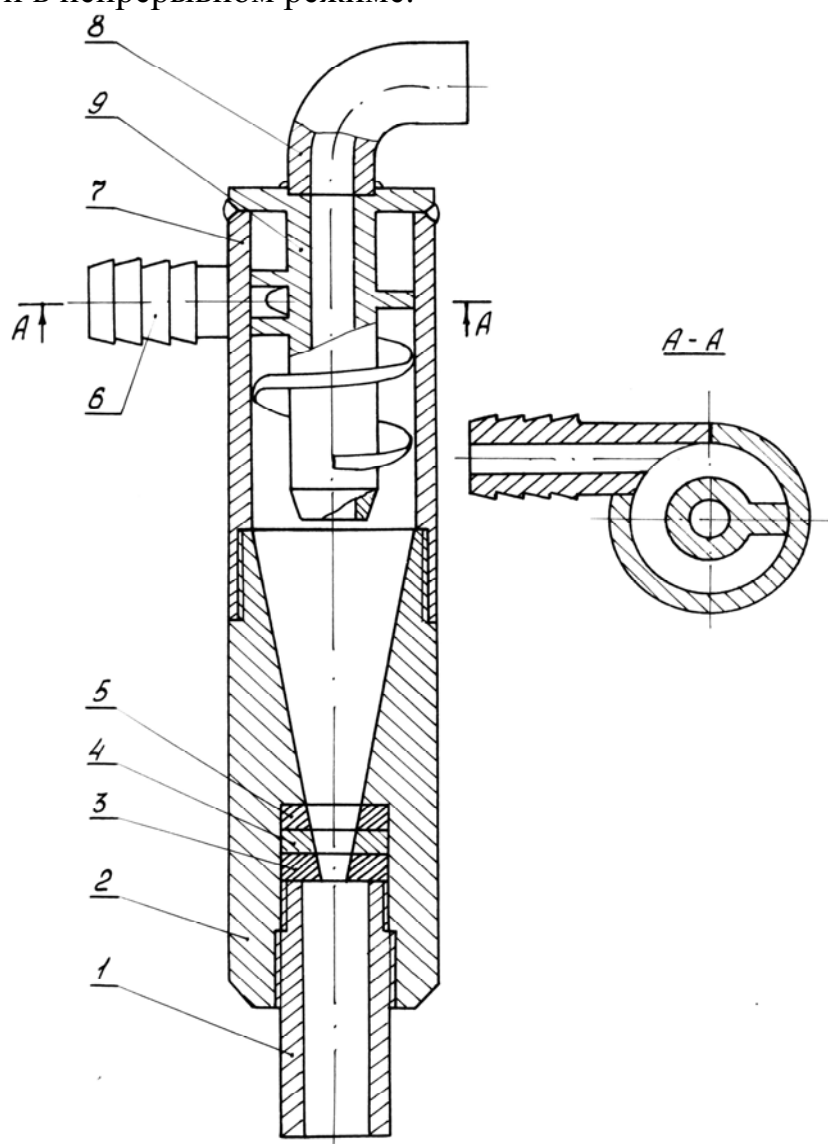


Рис. 2.5. Стиральный гидроциклон СГМ-ТПИ

Техническая характеристика гидроциклона

1. Производительность насоса при очистке, л/мин100–200
2. Рабочее давление на входе гидроциклона, кгс/см²3–5
3. Количество жидкости, сбрасываемой через песковую насадку, %2–4
4. Размеры отсепарированных частиц, мм0,02–12,0
5. Степень очистки раствора от абразивных частиц, %до 0,2

Порядок выполнения лабораторной работы

1. Изучить устройство, принцип работы, техническую характеристику гидроциклона.

2. Произвести монтаж гидроциклона на рабочем месте к буровому насосу НБ-3.

3. Запустить насос. Отрегулировать общую производительность насоса на 100 л/мин и определить количество жидкости, отходящей через песковую насадку вместе с песком, шламом и не диспергированными частицами. При проведении работы использовать все три кольца песковой насадки. Определение расхода жидкости производится при помощи мерного сосуда и секундомера.

4. Определить при помощи отстойника ОМ-2 количество песка и шлама, содержащегося в растворе до и после очистки.

5. Произвести замеры основных геометрических параметров гидроциклона и вынести их на расчетную схему, приведенную на рис. 2.

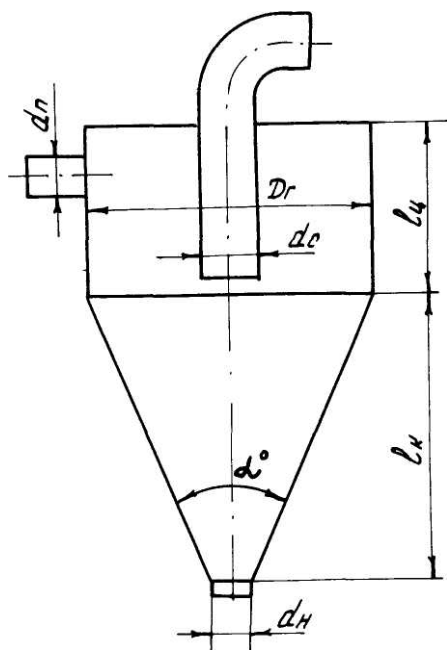


Рис. 2.6. Расчетная схема гидроциклона:
 D_r – диаметр гидроциклона; d_c – диаметр сливного патрубка; d_n – диаметр питающего патрубка; d_n – диаметр песковой насадки;
 l_u – длина цилиндрической части;
 l_k – длина конуса; α° – угол конуса

Содержание отчета

1. Краткое описание назначения, устройства и принципа работы гидроциклона.
2. Эскиз общего вида гидроциклона.
3. Результаты определения количества жидкости, отходящей через песковую насадку и через сливной патрубков.
4. Результаты определения содержания песка в растворе до и после очистки.
5. Результаты замеров основных геометрических параметров с вынесением их на расчетную схему (см. рис. 2.6).

2.5. ЗАБОЙНЫЕ МАШИНЫ ДЛЯ УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОГО СПОСОБА БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Ударно-вращательный способ бурения скважин осуществляется при вращении породоразрушающего инструмента (ПРИ) с одновременным действием ударов, наносимых по нему с помощью специальных механизмов при определенной частоте. Для реализации этого способа бурения в настоящее время используются забойные (погружные) машины ударного действия: гидроударники, пневмоударники. Они позволяют значительно улучшить технико-экономические показатели буровых работ: уменьшить трудозатраты, снизить стоимость, сократить сроки проведения скважин. Забойные машины ударного действия располагаются в непосредственной близости от колонкового набора или породоразрушающего инструмента, так как при поверхностном их расположении они могут быть применены только до глубины 15–20 м, что связано с интенсивным затуханием ударного импульса по мере увеличения длины колонны бурильных труб.

Устройство, принцип работы, порядок выполнения регулировок гидроударников будет рассматриваться на примере гидроударников Г-76, Г-59.

Устройство и принцип работы современных пневмоударников будут изучаться на примере пневмоударников горного типа («М», «МП», «П») и геологоразведочных пневмоударников типа «РП».

Лабораторная работа № 2.5.1
ИЗУЧЕНИЕ УСТРОЙСТВА, ПРИНЦИПА РАБОТЫ ГИДРОУДАРНИКА Г-76
И ПРОВЕДЕНИЕ ЕГО РЕГУЛИРОВОК

Цель работы: 1). Изучение устройства и принципа работы унифицированного гидроударника Г-76.

2). Приобретение практических навыков разборки, сборки гидроударных машин и их регулировки.

3. Изучение общей технологической схемы буровой установки при работе с унифицированными гидроударниками.

Материальное обеспечение: натурные образцы гидроударника Г-76, Г-59; плакаты, штангенциркуль, металлическая линейка, регулировочные кольца, шарнирные ключи. Литература: [2] – с. 87–94.

Назначение гидроударника Г-76. Гидроударник унифицированный Г-76 предназначен для бурения разведочных скважин ударно-вращательным способом твердосплавными и алмазными коронками диаметром 76 мм в породах IV–XII категории. Смысл унификации заключается в том, что гидроударник Г-76 может работать в двух режимах: низкочастотном (ударном) и высокочастотном. Шифры гидроударников соответственно приняты как Г-76У и Г-76В. Переход с одного режима на другой осуществляется путем изменения регулировочных размеров хода клапана, свободного хода бойка и натяга пружины бойка.

Область применения и шифры вариантов гидроударников приведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Наименование показателей	Область применения по группам категорий пород		
	IV–VII	VII–X	IX–XII
Шифр гидроударника	Г 79 В	Г 76 У	Г 76 В
Породоразрушающий инструмент	Твердосплавные коронки (ГОСТ 11108-70)	Твердосплавные коронки КГЗ-76-4 (ГОСТ 12735-77)	Алмазные коронки (ГОСТ 19527-74)

Устройство и принцип работы гидроударника Г-76. Гидроударник Г-76 представляет собой машину прямого действия, автоматическое распределение жидкости в котором осуществляется плоским металлическим клапаном. Г-76 относится к группе гидроударников прямого действия, в которых разгон ударника (бойка) и удар его по наковальне, жестко связанной с ПРИ, осуществляется под действием потока жидкости (за счет энергии гидравлического удара), а возврат

ударника в исходное положение осуществляется за счет энергии сжатой при прямом ходе пружины.

Общий вид гидроударника Г-76 приведен на рис. 2.7. Гидроударник Г-76 условно можно разделить на следующие узлы: узел клапана (клапан 4, патрубок 3, пружина клапана 5, ограничитель 6, регулировочные кольца 7), узел ударника (шток-поршень 10, утяжелитель 12, насадка 15, пружина 14, регулировочные кольца 8), узел наковальни (насадка 15, шлицевой шток 18, шлицевой стакан 19, регулировочные кольца 16, нижний переходник 20, уплотнительное резиновое кольцо 17).

При помощи переходника 1 гидроударник соединяется с бурильными трубами и опускается в скважину. Не доходя до забоя на 1–1,5 м (на высоту шламового столба), спуск снаряда прекращается и включается промывка. В подвешенном состоянии нижний узел гидроударника (детали 10, 12, 14, 15, 18, 20), а также колонковый набор, под действием собственного веса занимают крайнее нижнее положение, опираясь на верхний торец шлицевого стакана 19. Шлицевой разъем при этом полностью разомкнут. Промывочная жидкость через каналы клапана 4, центральные каналы штока 10, утяжелителя 12, насадок 15, шлицевого штока 18 и переходника 20 поступает в колонковый набор и далее в скважину.

При постановке снаряда на забой шлицевой разъем начинает смыкаться. Верхний узел, в состав которого входят детали 1, 3–8, 11, 13, 19, опускается по шлицевому штоку 18 вниз до контакта нижнего торца шлицевого стакана 19 с верхним торцом переходника 20. Гидроударник отрегулирован таким образом, что при полном смыкании шлицевого разъема нижний торец клапана 4 перекрывает верхний торец штока 10. Движущемуся с большой скоростью потоку жидкости внезапно перекрывается ход, поэтому в камере над клапаном генерируется гидравлический удар. Под действием гидравлического удара клапан с ударником в сомкнутом состоянии начинают с нарастающей скоростью перемещаться вниз, сжимая пружины 5 и 14. Ход клапана ограничивается упором его в ограничитель 6. Ударник отрывается от клапана и дальше вниз идет по инерции. В образовавшийся зазор между клапаном 4 и штоком 18 устремляется промывочная жидкость и идет в скважину. Ударник, продолжая движение по инерции, наносит удар по наковальне, связанной с колонковой трубой и ПРИ, и под действием энергии пружины 14, а также сил отскока, возвращается в исходное положение до контакта с клапаном. Клапан к этому времени возвращается в исходное положение под действием сжатой пружины 5. Центральный канал што-

ка 10 перекрывается нижним торцом клапана, генерируется гидравлический удар и цикл повторяется.

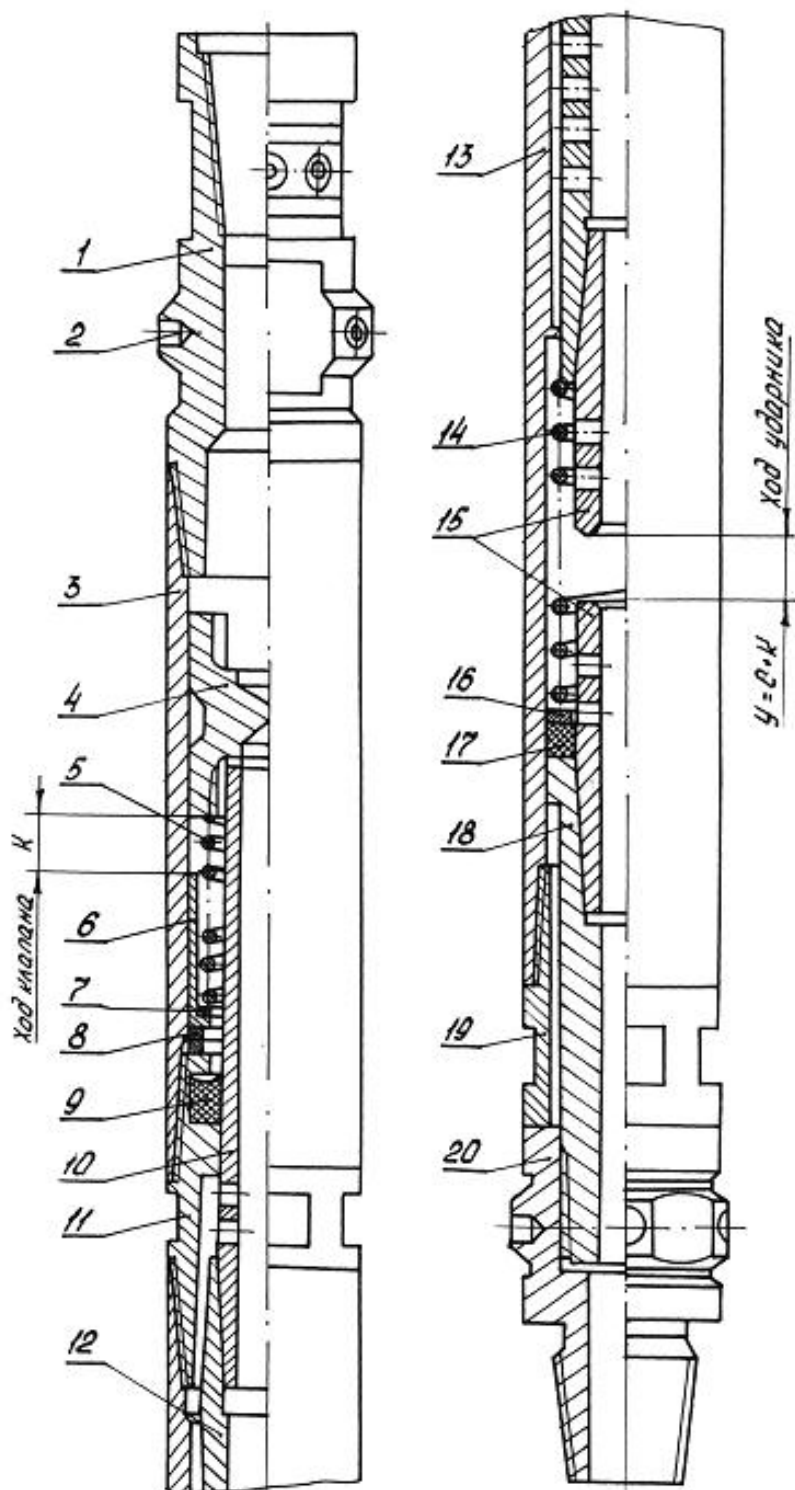


Рис. 2.7. Гидроударник Г-76

Расстояние, пройденное ударником совместно с клапаном, называется рабочим ходом. Расстояние, пройденное ударником по инерции до удара по наковальне, называется свободным ходом. При движении вверх ударник совершает обратный (холостой) ход, который равен сумме первых двух ходов.

При изменении хода клапана, свободного хода бойка, натяга пружины бойка, расхода жидкости меняется энергия удара и частота ударов бойка.

Техническая характеристика гидроударника Г-76

Диаметр породоразрушающего инструмента, мм.....	76
Диаметр корпуса, мм.....	70
Рабочий агент	вода, глинистый раствор
Расход рабочего агента, л/мин.....	180–200 / (100 – 130)*
Перепад давления в машине, МПа.....	1,2–1,5 / 1,0 – 1,5*
Частота ударов в минуту.....	1400 / (2000 – 2500)*
Энергия единичного удара, Дж.....	60–80 / (20 – 25)*
Срок службы, час: на воде	400;
на глинистом растворе.....	250
Масса, кг	37

* – В числителе – показатели работы гидроударника в низкочастотном режиме, в знаменателе – в высокочастотном режиме.

Регулировка гидроударника Г-76. Эффективная работа гидроударника может быть обеспечена при строгой координации взаимодействия всех его узлов.

В гидроударниках типа Г-76У и Г-76В регулируются следующие параметры:

- ход клапана;
- свободный ход бойка:
- натяг пружины бойка.

Регулировку следует проводить на ровной горизонтальной площадке. Все регулируемые размеры необходимо замерять при помощи металлической линейки или штангенциркуля. Сборка и разборка гидроударника производится при помощи шарнирных ключей.

Регулировка хода клапана (рис. 2.8). Для регулировки хода клапана необходимо извлечь из гидроударника клапан 1, пружину клапана 2, ограничитель 3, регулировочные прокладки 4 и разложить их на горизонтальной поверхности согласно их взаимодействию. При помощи линейки замеряем расстояние между нижним торцом клапана и верхним

торцом ограничителя хода клапана (размер «К»). Рекомендуемые размеры «К»:

- для гидроударника Г-76У – 15–20 мм;
- для гидроударника Г-76В – 5–8 мм.

Точность установки хода клапана должна быть ± 1 мм.

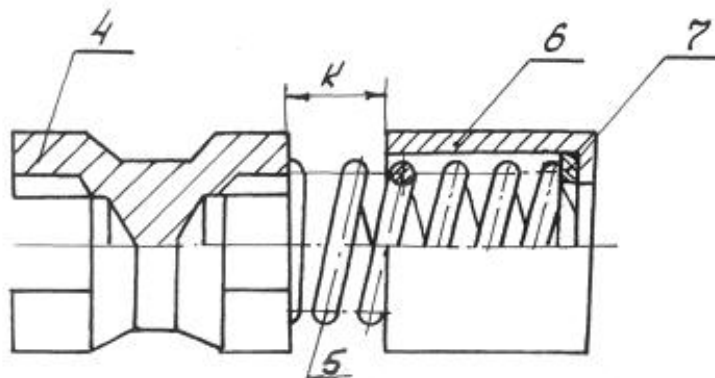


Рис. 2.8. Схема для проведения регулировки хода клапана

Необходимая величина хода клапана подбирается с помощью прокладок 7, устанавливаемых в ограничитель 6 под пружину клапана. Для увеличения хода клапана необходимо добавить прокладки, для уменьшения – убрать. В случае, если удаление всех прокладок не дает желаемого результата, необходимо подобрать из ЗИПа более короткую пружину.

Межвитковый зазор пружины клапана должен обеспечивать величину хода клапана еще до соприкосновения витков. Для новых (или мало проработавших) гидроударников межвитковый зазор несколько больше хода клапана.

Для гидроударников, проработавших большой срок, необходимо сделать проверку межвиткового зазора пружины клапана. Для этого необходимо измерить при помощи штангенциркуля длину пружины в свободном состоянии, затем пружину сжать в тисках до плотного контакта между витками и снова измерить её длину. Разница длин должна быть больше рекомендуемой величины хода клапана. В противном случае пружина клапана заменяется новой.

Регулировка свободного хода бойка. Для выполнения этой регулировки необходимо разобрать гидроударник на узлы и разложить их на ровной горизонтальной площадке согласно их взаимодействию, показанному на рис. 2.9.

Все детали должны быть очищены от загрязнений (песка, раствора, смазки). При измерении и регулировке размера «С», выражающего

величину свободного хода, все детали должны плотно контактировать по плоскости торцов, шлицевой разъем должен быть сомкнут.

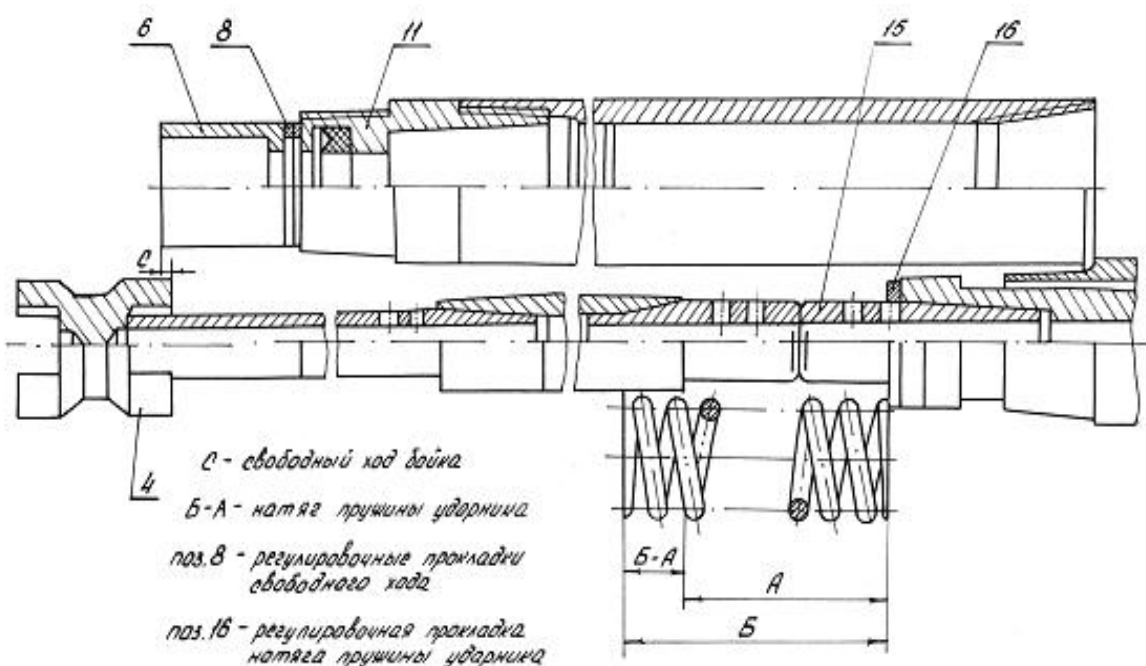


Рис. 2.9. Схема для проведения регулировки свободного хода бойка и натяга пружины бойка:

C – свободный ход бойка; B–A – натяг пружины ударника;
 8 – регулировочные прокладки свободного хода бойка;
 16 – регулировочные прокладки натяга пружины ударника

Рекомендуемая величина размера «C»:

гидроударник Г-76У – 4 – 6 мм; гидроударник Г-76В – 3 – 5 мм.

Для увеличения свободного хода бойка следует увеличить высоту регулировочных прокладок 8 между цилиндром 11 и ограничителем 6, а для уменьшения свободного хода – уменьшить.

Регулировка натяга пружины бойка. Натяг пружины бойка «B» определяется разницей размеров «B» и «A». Для регулировки натяга пружины бойка необходимо разобрать гидроударник и разложить узлы и детали на горизонтальной площадке в порядке, показанном на рис. 3. При помощи линейки измеряются размеры «A» и «B».

Рекомендуемые значения натяга пружины бойка:

гидроударник Г-76У – 28–30 мм; гидроударника Г-76В – 30–38 мм.

Величина натяга пружины бойка регулируется при помощи прокладок 16, устанавливаемых на нижней насадке наковальни 15.

Содержание отчета

1. Краткое описание устройства и принципа работы гидроударника Г-76.
2. Назначение регулировок и порядок их проведения.
3. Эскиз (схема) гидроударника для проведения регулировок.
4. Таблицы с результатами замеров и принятыми регулировочными размерами хода клапана, свободного хода бойка и натяга пружины бойка для варианта работы гидроударника в низкочастотном режиме (Г-76У) и высокочастотном (Г-76В).

Примеры

Таблица 2.4

Результаты регулировки гидроударника Г-76У

Регулируемые параметры	Регулировочные размеры, мм		Выводы
	полученные	рекомендуемые	
Ход клапана	22	15–20	Убрать прокладку толщиной 2 мм
Свободный ход бойка	10	4–6	Убрать прокладку толщиной 4 мм
Натяг пружины бойка	26	28–30	Поставить прокладку толщиной 2–4 мм

Таблица 2.5

Результаты регулировки гидроударника Г-76В

Регулируемые параметры	Регулировочные размеры, мм		Выводы
	полученные	рекомендуемые	
Ход клапана	22	5–8	Заменить пружину на более короткую и повторить регулировку
Свободный ход бойка	8	3–5	Убрать прокладку толщиной 3–4 мм
Натяг пружины бойка	30	35–38	Убрать регулировочную прокладку толщиной 5–7 мм

Лабораторная работа № 2.5.2
ИЗУЧЕНИЕ УСТРОЙСТВА, ПРИНЦИПА РАБОТЫ И ТЕХНИЧЕСКИХ
ХАРАКТЕРИСТИК ПНЕВМОУДАРНИКОВ

Цель работы: 1. Изучение материальной части, устройства и принципа работы серийно выпускаемых пневмоударников.

2. Приобретение практических навыков разборки, сборки пневмоударников, их регулировки.

3. Изучение технических характеристик пневмоударников.

Материальное обеспечение: пневмоударники: РП-133А, РП-111, РП-94, МП-3, М-48, П1-75, П105К; плакаты, литература: [2] – с. 83–87; [3] – с. 94–98; [17] – с. 124–134.

В основе классификации пневмоударников лежит их главное конструктивное отличие – система распределения воздуха. По этому признаку выделяется четыре основных типа пневмоударников: клапанные, бесклапанные, золотниковые, комбинированные. Последние два типа пневмоударников сложны по устройству, требуют высокой точности изготовления, чувствительны к загрязнениям воздуха, имеют низкий уровень надежности, поэтому практического применения не нашли.

По назначению пневмоударники можно разделить на два типа: геологоразведочные и горные. В последнее время пневмоударники горного типа нашли широкое применение при бурении гидрогеологических, инженерно-геологических скважин, а также при бурении неглубоких геологоразведочных скважин в вечномерзлых породах.

Практически серийные пневмоударники всех типов работают по принципиальной схеме машин двойного действия без использования силовых пружин, типичных для гидроударников. Это обусловлено особенностями рабочего цикла пневматических ударных узлов, в которых используется явление адиабатического расширения и сжатия рабочего тела в закрытых объемах камер прямого и обратного хода, а также высокими скоростями разгона поршня-ударника, что в случае использования пружин неблагоприятно сказывается на их стойкости.

Устройство и принцип работы клапанных пневмоударников. Принципиальная схема ударного узла клапанного пневмоударника представлена на рис. 2.10.

Принцип действия клапанного пневмоударника основан на периодическом поступлении сжатого воздуха в нижнюю или верхнюю камеры. Под действием сжатого воздуха ударник 4 совершает возвратно-поступательное движение, нанося в конце хода вниз (рабочий ход) удар по хвостовику 5. Распределение сжатого воздуха в нижнюю или верхнюю камеры осуществляется при помощи клапана 2.

Пневмоударник опускается в скважину на обычных бурильных трубах. Не доходя до забоя на 1–1,5 м (на высоту шламового столба), спуск снаряда прекращают, включают продувку и плавно с вращением опускают снаряд до забоя. В подвешенном состоянии снаряда хвостовик 5 с долотом или колонковым набором под действием собственного веса, перемещаясь по шлицам (или ходовой шпонке), занимают крайнее нижнее положение. При этом дренажные каналы для продувки забоя скважины оказываются открытыми и воздух свободно через трубку 3, радиальные каналы в ударнике поступает в нижнюю камеру и далее по дренажным каналам – на забой скважины. Правое плечо клапана 2 тяжелее левого, поэтому он в исходном положении опрокинут вправо, перекрывая доступ воздуха в верхнюю камеру.

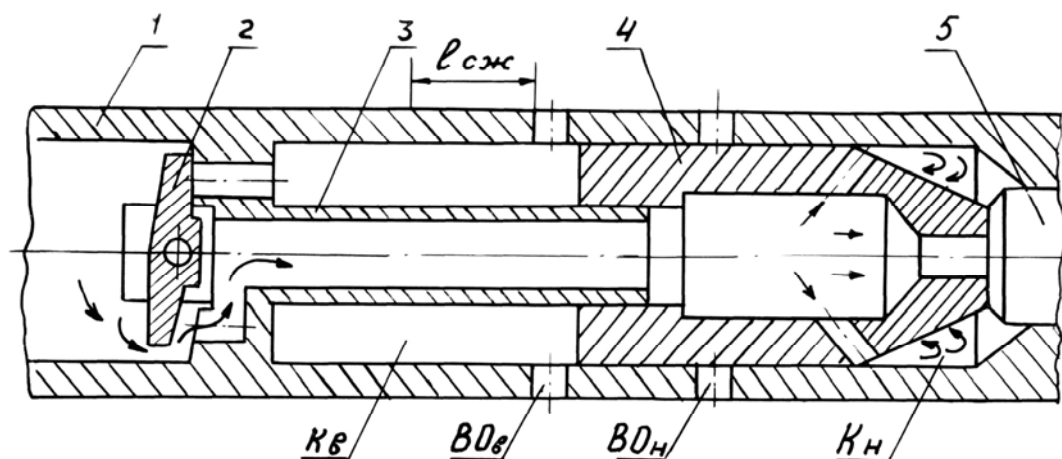


Рис. 2.10. Принципиальная схема ударного узла клапанного пневмоударника:
 1 – цилиндр; 2 – клапан; 3 – центральная трубка; 4 – ударник; 5 – хвостовик;
 K_n, K_v – камеры нижняя и верхняя; $ВО_n, ВО_v$ – выхлопные окна нижние и верхние

При постановке снаряда на забой цилиндр 1 надвигается на хвостовик 5 и последний перекрывает дренажные каналы в цилиндре, прекращая доступ воздуха на забой. В камере K_n резко повышается давление воздуха. Камера K_v в это время связана с затрубным пространством посредством выхлопных окон $ВО_v$. Под действием разницы давления в камерах K_n и K_v ударник 4 начинает подниматься вверх и вскоре перекрывает своей цилиндрической поверхностью окна $ВО_v$. При этом камера K_v оказывается замкнутой. При дальнейшем движении поршень начинает сжимать воздух в верхней камере. После того, как ударник пройдет расстояние $l_{сж}$, откроются нижние выхлопные окна $ВО_n$ и произойдет выхлоп воздуха из камеры K_n . Давление воздуха на поршень снизу резко понизится. Пройдя еще некоторое расстояние по инерции, ударник остановится. К этому времени давление воздуха в камере K_v

достигнет максимума (превысит давление воздуха в магистрали) и происходит опрокидывание клапана влево. Воздух через канал «а» устремляется в камеру K_B и воздействует на верхний торец ударника. С этого момента начинается рабочий ход ударника, который заканчивается ударом его о хвостовик 5. При движении вниз ударник закрывает нижние выхлопные окна BO_H , а затем открывает окна BO_B . При этом происходит выхлоп сжатого воздуха из верхней камеры K_B , давление в ней резко снижается и клапан, опрокидываясь вправо, перекрывает доступ воздуха в верхнюю камеру K_B и открывает его подачу по центральной трубке 3 в нижнюю камеру K_H . Под действием сил отскока и давления сжатого воздуха, поступившего в камеру K_H , ударник начинает подниматься вверх и цикл повторяется.

В геологоразведочных пневмоударниках и в некоторых пневмоударниках горного типа ударный узел помещается в кожух (внешняя труба), поэтому отработанный воздух поступает по межтрубному зазору на забой скважины и далее вместе с продуктами разрушения по затрубному пространству уходит на поверхность.

Устройство и принцип работы бесклапанных пневмоударников. Принципиальная схема ударного узла бесклапанного пневмоударника представлена на рис. 2.11. Основной отличительной особенностью бесклапанных пневмоударников является то, что функции ударника совмещены с функциями воздухораспределительного устройства. Это одновременно упрощает конструкцию и усложняет её технологическую управляемость.

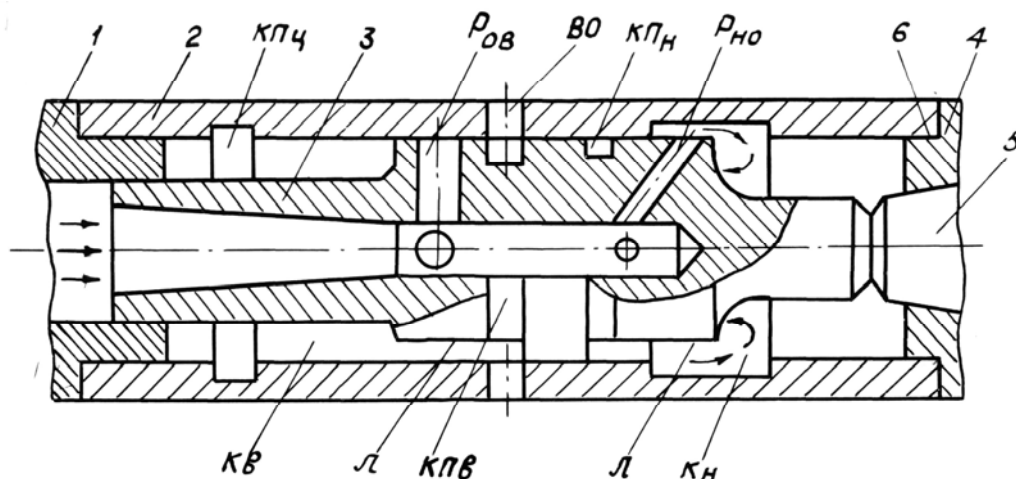


Рис. 2.11. Принципиальная схема ударного узла клапанного пневмоударника:
 1 – переходник на бурильные трубы; 2 – цилиндр; 3 – ударник; 4 – переходник на колонковый набор; 5 – хвостовик; 6 – дренажный канал; $KПч$ – кольцевая проточка в цилиндре; $Ров$ – радиальные отверстия верхние; $ВО$ – выхлопные окна; $KПн$ – кольцевая проточка нижняя; $KПв$ – кольцевая проточка верхняя; $Рно$ – радиальные нижние отверстия; $Kн$ – камера нижняя; $Kв$ – камера верхняя; $Лн$ – лыска нижняя; $Лв$ – лыска верхняя

Принцип действия бесклапанного пневмоударника заключается в периодическом поступлении сжатого воздуха в нижнюю камеру через радиальные отверстия $P_{но}$ (начало холостого хода) или в верхнюю – через отверстия $P_{ов}$ – конец холостого хода и начало рабочего хода.

Перед постановкой бурового снаряда на забой (продувка скважины) хвостовик 5 с колонковым набором или с породоразрушающим инструментом занимают крайнее нижнее положение, дренажные каналы при этом открыты. Воздух по центральному каналу ударника и отверстиям $P_{но}$ поступает в нижнюю камеру K_n и далее по дренажным каналам на забой. При постановке снаряда на забой хвостовик перекрывает дренажные каналы и камера K_n становится замкнутой. В это время верхняя камера K_v сообщается с выхлопными окнами $ВО$ через лыску L_v и кольцевую проточку $КП_v$. Верхние радиальные отверстия $P_{ов}$ перекрыты шлифованной частью цилиндра 2. В нижней камере резко повышается давление, под действием которого ударник начинает подниматься вверх. После перекрытия радиальных отверстий $P_{но}$ шлифованной поверхностью цилиндра доступ воздуха в нижнюю камеру прекращается. Движение ударника вверх будет продолжаться по инерции и под действием расширения отсеченного воздуха в нижней камере до тех пор, пока кольцевая проточка $КП_n$ не откроет выхлопные отверстия $ВО$. Воздух из нижней камеры K_n устремляется через лыску L_n , кольцевую проточку $КП_n$ и выхлопные отверстия $ВО$ в отводные каналы на забой скважины или на поверхность. Ударник, пройдя определенное расстояние по инерции, останавливается под действием давления сжимаемого воздуха в верхней камере, который служит в какой-то степени буферной подушкой. (Верхняя камера K_v становится замкнутой после того, как выхлопные окна перекроются шлифованной поверхностью ударника). Окончательная остановка ударника происходит при совпадении отверстий $P_{ов}$ с кольцевой проточкой $КПЦ$. С этого момента сжатый воздух из сети поступает через отверстия $P_{ов}$, кольцевую проточку $КПЦ$ и лыску L_v в верхнюю камеру K_v . Давление воздуха в камере K_v резко возрастает и ударник устремляется вниз. После перекрытия $P_{ов}$ поверхностью цилиндра ударник продолжает двигаться вниз под действием расширения отсеченного в верхней камере воздуха, собственного веса ударника и давления сетевого воздуха на верхний торец ударника (показано стрелками). При совпадении $КП_v$ и $ВО$ произойдет выхлоп воздуха из камеры K_v через лыску L_v , кольцевую проточку $КП_v$ и окна $ВО$. Остаток пути до удара по хвостовику ударник будет двигаться без воздействия сжатого воздуха в верхней камере. При выходе отверстий $P_{но}$ в нижнюю кольцевую проточку цилиндра сжатый воздух снова начина-

ет поступать в нижнюю камеру и после удара ударника по хвостовику цикл повторяется.

Порядок выполнения работы. В процессе выполнения лабораторной работы необходимо рассмотреть семь марок пневмоударников различных конструкций: РП-133А, РП-111, РП-94, МП-3, М-48, П1-75, П-105К.

Первые три пневмоударника относятся к группе геологоразведочных пневмоударников, а остальные – к группе пневмоударников горного типа, которые отличаются малыми габаритными размерами и малой массой.

Рекомендуется следующий порядок выполнения работы:

1. Получив пневмоударник, необходимые плакаты и инструмент, бригада студентов в составе 3 – 4 человек изучает его общее устройство, производит разборку и определяет назначение каждого узла (элемента). На основании полученной информации устанавливается тип пневмоударника (клапанный или бесклапанный).

2. Все детали пневмоударника раскладываются на горизонтальной площадке в строгой последовательности, соответствующей положению пневмоударника при продувке скважин (хвостовик и ударник находятся в крайнем нижнем положении). Прослеживается путь воздуха от верхнего переходника до выхода на забой.

3. Имитируется постановка снаряда на забой (смыкается шлицевой разъем или шпоночное соединение). Хвостовик перекрывает дренажные каналы, начинается рабочий цикл пневмоударника (пневмоударник запускается в работу). Прослеживаются все стадии движения ударника за полный цикл работы пневмоударника.

4. Проводится анализ пневмоударника с точки зрения его конструкции и технологических особенностей. Изучается его техническая характеристика.

5. После защиты (устное пояснение устройства, принципа работы и т.д.) бригада переходит на изучение следующего пневмоударника в той же последовательности и т.д.

6. Техническая характеристика пневмоударников

Техническая характеристика геологоразведочных пневмоударников приведена в табл. 2.6, а горного типа – в табл. 2.7.

Общая схема буровой установки при бурении пневмоударниками изучается по литературным источникам [2] – с. 94–98; [20] – с. 124–34.

Содержание отчета

1. Краткое описание устройства и принципа работы пневмоударников клапанного и бесклапанного типа (по одному представителю из каждой группы).
2. Упрощенный эскиз общего вида конкретных пневмоударников клапанного и бесклапанного типов.
3. Достоинства и недостатки рассмотренных пневмоударников.
4. Рациональная область применения каждого типа пневмоударников.

Таблица 2.6

Техническая характеристика геологоразведочных пневмоударников

Показатели	Тип пневмоударника		
	РП-133А	РП-11	РП-94
Диаметр, мм: породоразрушающего инструмента, корпуса пневмоударника	152, 132 130	113 111	96 94
Длина, мм	1027	982	958
Масса, кг	62	46	36
Энергия единичного удара, Дж	250–300	140–160	90–100
Число ударов в 1 мин	900–1100	1500–1800	1500–1800
Расход воздуха, м ³ /мин	10–12	7–9	5–6
Давление воздуха, Мпа	0,5–0,6	0,5–0,6	0,5–0,6
Моторесурс, ч	250	250	250

Таблица 2.7

Техническая характеристика пневмоударников горного типа

Показатели	Тип пневмоударника			
	МП-3	М-48	П1-75	П-105К
Диаметр, мм: долота, корпуса пневмоударника	105 90	105 92	105 93	105 96
Длина, мм	380	470	464	657
Внутренний диаметр цилиндра, мм	65	74	75	82
Масса, кг: пневмоударника, ударника	11,7 1,8	16,1 2,8	13,8 3,1	21,0 3,0
Энергия единичного удара, Дж	85	93	67	130
Ход ударника, мм	111	50	74	80
Расход воздуха, м ³ /мин	4,2	6,8	5,5	5,5
Рабочее давление, МПа	0,5–0,6	0,5–0,6	0,5–0,6	0,5–0,6

Рекомендуемая литература к разделу 2

1. Кирсанов А.Н., Зиненко В.П., Кардыш В.Г. Буровые машины и механизмы: учебник. – М.: Недра, 1981. – 448 с.
2. Рябчиков С.Я. Буровые машины и механизмы: учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 108 с.
3. Волков А.С. Машинист буровой установки. – М.: ВИЭМС, 2003. – 642 с.
4. Калинин А.Г., Власюк В.И. и др. Технология бурения разведочных скважин. – М.: Изд-во «Техника», 2004. – 528 с.
5. Рябчиков С.Я. Проектирование буровых машин и механизмов: учебное пособие. – Томск, Изд-во ТПУ, 2005. – 114 с.
6. Методическое пособие к серии плакатов «Буровая установка УКБ-4П». – М.: Изд-во Мингео СССР, 1991. – 96 с.
7. Методическое пособие к серии учебных плакатов «Буровая установка колонкового бурения УКБ-5П2». – М.: Изд-во Мингео СССР, 1990. – 102 с.
8. Методическая разработка к серии учебных плакатов «Механизмы для свинчивания и развинчивания бурильных труб при бурении геологоразведочных скважин». – М.: Изд-во Мингео СССР, 1991. – 27 с.
9. Методическая разработка к серии учебных красочных плакатов «Полуавтоматические элеваторы для проведения спуско-подъёмных операций при бурении геологоразведочных скважин». – М.: Изд-во Мингео СССР, 1991. – 34 с.
10. Методическое пособие к серии плакатов «Буровая установка УРБ-3А3». – М.: Изд-во Мингео СССР, 1987. – 49 с.
11. Методическая разработка к серии учебных красочных плакатов «Насосная установка НБ-320/63». – М.: Изд-во Мингео СССР, 1989. – 18 с.
12. Методическая разработка к серии учебных плакатов «Буровые насосы НБ-32, НБ-50». – М.: Изд-во Мингео СССР, 1990. – 25 с.
13. Лысик В.В., Гриб Н.Н. Промывка и крепление геологоразведочных скважин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 334 с.
14. Буровой агрегат ЗИФ-1200МР, Техническое описание и инструкция по эксплуатации. – М.: Внешторгиздат, 1991. – 54 с.
15. Буровой агрегат ЗИФ-650М. Руководство по эксплуатации. – М.: Внешторгиздат, 1991. – 57 с.
16. Станок колонкового бурения СКБ-51. Руководство по эксплуатации. – Л.: Изд-во ВИТР, 1994. – 67 с.
17. Бурение разведочных скважин: учебник для вузов / Соловьёв Н.В, Кривошеев В.В., Башкатов Д.Н. и др. / под общ. ред. Соловьёва Н.В. – Высш. школа, 2007. – 904 с.

3. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

ВВЕДЕНИЕ

В системе геологоразведки внедрение аппаратуры часто наталкивается на неподготовленность инженерных работников в этом вопросе. Это одна из главнейших причин слабого использования контрольно-измерительной аппаратуры на производстве.

Выполнение комплекса лабораторных работ позволит получить навыки в работе с буровой контрольно-измерительной аппаратурой, получить навыки инженерного логического решения задач по технологии бурения.

В учебно-методическое пособие включено 9 лабораторных работ по основным видам буровой контрольно-измерительной аппаратуры. Их целью является изучение назначения, устройства, принципа работы, правил эксплуатации контрольно-измерительной аппаратуры; овладение методикой снятия характеристик, построения графика поправок.

Лабораторные работы выполняются индивидуально каждым студентом или бригадами. Это определяется сложностью работы или требованиями техники безопасности. Перед выполнением лабораторных работ студенты проходят инструктаж на рабочем месте.

3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕМЕНТАХ КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ АППАРАТУРЫ

Контрольно-измерительная аппаратура (КИА), в том числе и буровая контрольно-измерительная аппаратура (БКИА), состоит из связанных между собой элементов. Каждый элемент (звено) преобразует воздействие, полученное от предыдущего элемента, в сигнал, удобный для передачи последующему элементу. Входные и выходные величины элементов в общем случае могут иметь как электрическую, так и неэлектрическую природу.

Функции элементов аппаратуры разнообразны. По выполняемым функциям элементы аппаратуры подразделяются на датчики, усилители, выпрямители, стабилизаторы, реле, электродвигатели, трансформаторы, выключатели, переключатели, потенциометры, редукторы, самопишущие устройства и др.

Цикл лабораторных работ посвящен буровой электроизмерительной аппаратуре.

Электроизмерительные приборы предназначены для выработки сигналов, функционально связанных с измеряемыми физическими величинами. Они могут быть аналоговыми, цифровыми, показывающими и регистрирующими, суммирующими и интегрирующими.

Измерительные преобразователи – это средства электрических измерений, предназначенные для преобразования электрических величин в электрические (первая группа: шунты, добавочные сопротивления, делители напряжения, усилители и т.д.) и неэлектрических величин в электрические (вторая группа).

Структурная схема электроизмерительного прибора показана на рис. 3.1.



Рис. 3.1. Структурная схема электроизмерительного прибора

Измерительная цепь служит для преобразования измеряемой величины X в электрическую величину U , непосредственно воздействующую на измерительный механизм. В измерительном механизме электрическая энергия преобразуется в механическую энергию перемещения подвижной части большинства приборов относительно оси на угол α . Отсчетное устройство включает указатель и шкалу.

3.2. МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ АППАРАТУРЫ

Погрешность является одной из основных характеристик измерений. По способу выражения погрешности измерений подразделяются на абсолютные и относительные; по характеру проявления – систематические и случайные; по условиям измерения величины – статические и динамические.

Абсолютная погрешность ΔX имеет размерность измеряемой величины и равна разности результата измерения X и действительного значения X_d этой величины:

$$\Delta X = X - X_d. \quad (3.1)$$

За *действительное* значение измеряемой величины обычно принимают среднее арифметическое из ряда значений величины, полученных при равноточных измерениях, или арифметическое среднее взвешенное при неравноточных измерениях. При поверке средств измерений дейст-

вительным значением является значение образцовой меры или показание образцового средства измерения.

Абсолютная погрешность, взятая с обратным знаком, называется *поправкой*.

Абсолютная погрешность не может полностью характеризовать точность измерений.

Относительная погрешность δ – это выраженное в процентах отношение абсолютной погрешности ΔX к действительному значению измеряемой величины:

$$\delta = (\Delta X / X_D) \cdot 100 \% . \quad (3.2)$$

Учитывая то, что при измерениях должно обеспечиваться хотя бы приблизительное равенство измеренной величины X и действительной X_D , в практических расчетах в формулу (3.2) подставляется X :

$$\delta = (\Delta X / X) \cdot 100 \% . \quad (3.3)$$

Необходимость знать градуировочные погрешности и вариации прибора практически возникает при особо точных измерениях. Для общей оценки метрологических свойств технических приборов предпочитают указывать не градуировочную погрешность, а значение его общей погрешности, т.е. значение суммы систематической и случайной погрешностей $a + b$. Величина

$$\gamma = a + b, \quad (3.4)$$

определенная при нормальных условиях работы прибора (20 °С, давление 101327 Па, т.е. 760 мм рт.ст., влажность 60 %, отсутствие внешних электрических и магнитных полей, правильная установка прибора), называется *основной* погрешностью.

Пределы допустимых основных и дополнительных погрешностей устанавливаются в виде приведенных, относительных или абсолютных погрешностей и могут выражаться в виде определенного числа делений.

Приведенная погрешность прибора, определенная при нормальных условиях, т.е. при тех условиях, при которых производилась его градуировка, называется *основной приведенной погрешностью*:

$$\gamma_{\text{ПР}} = [(a + b) / X_N] \cdot 100 \% . \quad (3.5)$$

Другими словами, приведенная погрешность $\gamma_{\text{ПР}}$ – это выраженное в процентах отношение наибольшей абсолютной погрешности $\Delta X_{\text{П}}$, определенной при поверке прибора, к нормирующему значению, т.е. некоторому установленному значению, по отношению к которому рассчитывается погрешность. Часто в качестве нормирующего значения для приведенной погрешности принимают верхний предел (диапазон D) измерения прибора:

Электроизмерительным приборам присваиваются классы точности, числовые значения которых выбираются из следующего ряда: 0.05, 0.1, 0.2, 0.5, 1.0, 1.5, 2.5, 4.0.

Для приборов, у которых основная погрешность больше 4.0, класс точности не устанавливается, и приборы характеризуются предельной величиной основной погрешности (что характерно для БКИА).

В процессе эксплуатации погрешность приборов увеличивается, поэтому приборы подлежат периодической поверке.

3.3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗМЕРЕНИЯХ НЕЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ. ДАТЧИКИ

Преобразователи неэлектрических величин в электрические представляют собой большую группу преобразователей, применяемых при электрических измерениях неэлектрических величин.

Преобразователи делятся на две группы: параметрические (пассивные) и генераторные (активные).

В параметрических преобразователях измеряемая величина вызывает изменение одного из параметров элемента электрической цепи: сопротивления, индуктивности или емкости.

В генераторных преобразователях измеряемая неэлектрическая величина преобразуется в ЭДС.

Часто преобразователи называют датчиками, хотя преобразователь является частью (основным элементом) датчика.

Датчиком называется устройство, предназначенное для функционального преобразования поступающей на его вход информации в виде физической величины в другую физическую величину на выходе, удобную для использования, передачи или воздействия на последующие звенья.

Датчики для измерения неэлектрической величины могут содержать три элемента: первичный (I) (предварительный) преобразователь, основной (измерительный) (II) и выходной (III) преобразователи (рис. 3.2).

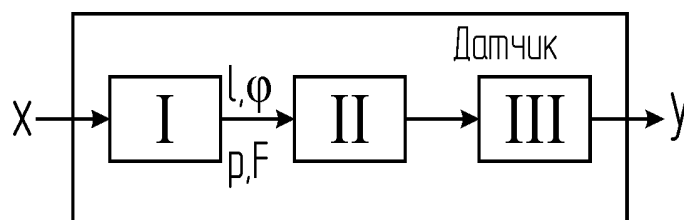


Рис. 3.2. Структурная схема датчика

Первичный преобразователь I преобразует контролируемый входной параметр X (крутящий момент, расход жидкости и т.д.) чаще всего в перемещение (линейное l или угловое φ), силу F или давление p . Входными параметрами могут быть и l , φ , p , F , например входной параметр давление p преобразуется в силу F ($F = pS$).

Преобразование перемещения, силы или давления в электрическую величину осуществляется основным (измерительным) преобразователем.

Выходной преобразователь датчика выполняет функции согласования выходных параметров основного преобразователя с измерительной цепью.

Все три элемента, конструктивно оформленные, связанные с объектом контроля и измерительной цепью, и образуют датчик.

Абсолютное большинство контролируемых величин при сооружении скважин имеют неэлектрическую природу: сила, давление (импульсы давления), расход жидкости и сжатого воздуха, крутящий момент, перемещение, линейная скорость, угол, температура и т.д.

В БКИА используются и параметрические (пассивные), и генераторные (активные) датчики. Из пассивных датчиков широко используются индуктивные, из генераторных – индукционные.

3.4. КЛАССИФИКАЦИЯ БУРОВОЙ КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ АППАРАТУРЫ

Многообразие решаемых при сооружении скважин задач, многообразие процессов и операций, частая невозможность прямым путем измерять технологические параметры объясняют большое многообразие буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА) и определяют ее классификацию не по одному, а по ряду признаков.

Основные классификации БКИА: по функционально-технологическому признаку, по способам измерения и контроля, по способу отображения информации, по виду унифицированного сигнала датчика. Возможно подразделение аппаратуры и по другим признакам: по числу измеряемых параметров, по способу передачи информации на расстояние, по месту постановки датчика, по исполнению и др.

Аппаратура градуируется в размерностях основного параметра и чаще всего получает название по этому параметру, например измеритель осевой нагрузки, расходомер промывочной жидкости и т.п. Аппаратура, предназначенная для специальных целей, получает название, соответствующее этой цели.

Основной классификацией является классификация по функционально-технологическому признаку.

По функционально-технологическому признаку БКИА может быть объединена в пять классов – табл. 3.1.

1-й класс аппаратуры (технологическая аппаратура): аппаратура для контроля технологических параметров процессов, оборудования, машин, механизмов, инструмента, скважин, агента для удаления продуктов разрушения. С помощью данной аппаратуры контролируется режим работы, силовая загрузка, техническое состояние, параметры оборудования, инструмента, участвующих в процессах. В классе технологической аппаратуры важнейшими являются семь основных групп аппаратуры.

Таблица 3.1

БКИА				
Классы				
1 кл.	2 кл.	3 кл.	4 кл.	5 кл.
Аппаратура для контроля технологических параметров	Аппаратура для контроля технико-экономических показателей	Комплексная аппаратура	Аппаратура для определения параметров и свойств материалов	Аппаратура по ТБ и охране труда

1. Аппаратура для контроля режима работы породоразрушающего инструмента (технологических параметров процесса бурения): измерители осевой нагрузки, аппаратура для контроля режима промывки или продувки (измерители расхода и давления), частоты оборотов ПРИ, измерители крутящего момента, измерители частоты и энергии ударов.

2. Аппаратура для контроля работы привода: приборы для контроля напряжения питания электродвигателей, приборы для контроля загрузки электродвигателей по току и др.; аппаратура для измерения момента на валу привода, частоты оборотов и др.

3. Аппаратура для контроля силовой загрузки и состояния бурового оборудования и инструмента.

4. Аппаратура для контроля работы забойных буровых машин.

5. Аппаратура и устройства для контроля работы скважинных специальных снарядов и инструмента: сигнализаторы прекращения эжекции струйного насоса, сигнализаторы наполнения колонковой трубы керном и др.

6. Аппаратура для контроля спуско-подъемных операций: измерители скорости и высоты подъема элеватора, счетчики количества поднятых свечей, измерители глубины спуска и подъема инструмента и др.

7. Аппаратура для контроля геометрических параметров скважины (инклинометры, каверномеры, глубиномеры) и параметров процессов при проведении специальных работ и исследований в скважине.

2-й класс аппаратуры: аппаратура для контроля технико-экономических показателей (ТЭП) процесса бурения скважин, контроля эффективности процесса бурения: измерители механической и рейсовой скорости бурения; электросчетчики, счетчики расхода топлива, воды, раствора, реагентов и др.

3-й класс аппаратуры: комплексная аппаратура, включающая несколько измерителей из первого и второго класса.

4-й класс аппаратуры: аппаратура для определения свойств материалов, жидкостей, реагентов, участвующих в осуществлении технологических процессов.

5-й класс аппаратуры: аппаратура для контроля параметров и показателей, характеризующих состояние техники безопасности и охраны труда при выполнении работ по сооружению скважин.

3.5. АППАРАТУРА ДЛЯ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ

Успех в сооружении скважин во многом определяется проведением процесса бурения на оптимальных режимах работы ПРИ. За критерий оптимальности часто принимается такой технико-экономический показатель, как механическая скорость бурения, зависящая от сочетания технологических параметров процесса (от режима работы ПРИ): осевой нагрузки, режима промывки (продувки), частоты оборотов, частоты и энергии ударов.

3.5.1. Измерители веса снаряда и осевой нагрузки

Аппаратура для измерения осевой нагрузки на буровых установках применяется чаще, чем какая-либо другая БКИА. Это вызвано ее большим значением в задании рациональной осевой нагрузки и предотвращении аварий с бурильным валом и ПРИ. Применение измерителей и индикаторов осевой нагрузки диктуется, кроме того, и условиями поддержания если не максимально возможной, то оптимальной механической скорости бурения.

Задание осевой нагрузки всегда начинается со взвешивания бурового снаряда *в условиях скважины* (с вращением бурового снаряда, промывкой и опусканием со скоростью, примерно равной механической скорости бурения). Затем вес снаряда $G_{СН}$ или учитывается при задании осевой нагрузки, или компенсируется.

Осевая нагрузка G_{OC} на породоразрушающий инструмент при учете веса бурового снаряда G_{CH} и подаче инструмента со шпинделя определяется по формуле

$$G_{OC} = G_{CH} \pm P_B, \quad (3.7)$$

где P_B – дополнительное усилие, прикладываемое к верху бурового снаряда; когда вес снаряда меньше осевой нагрузки, P_B принимается со знаком «+»; когда вес снаряда превышает требуемую осевую нагрузку и снаряд вывешивается, тогда P_B со знаком «-».

При бурении восстающих скважин G_{CH} имеет отрицательный знак и

$$G_{OC} = -G_{CH} + P_B. \quad (3.8)$$

При подаче инструмента с лебедки осевая нагрузка определяется как

$$G_{OC} = G_{CH} - G_{KP}, \quad (3.9)$$

где G_{KP} – усилие на крюке в процессе бурения.

Компенсация веса снаряда применяется у геологоразведочных станков с гидравлической подачей типа СКБ (подача со шпинделя); снаряд удерживается на весу «подпором» масла в нижних полостях гидроцилиндров подачи. В этом случае $G_{OC} = P_B$.

Наиболее распространенными в настоящее время являются измерители веса снаряда и осевой нагрузки, связанные с гидравлической системой подачи станка и с неподвижным концом каната талевого системы.

Лабораторная работа № 1 А

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ИНДИКАТОР ВЕСА ГИВ-6 (ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ)

Целью работы является изучение измерителя веса снаряда и осевой нагрузки ГИВ-6, применяемого при подаче бурового инструмента с лебедки (назначение, устройство, принцип работы, решаемые задачи), построение теоретических и расшифровка производственных диаграмм с формулировкой выводов по режиму бурения и балансу рабочего времени.

Гидравлический индикатор веса ГИВ-6 предназначен в *принципе только для индикации и регистрации усилия в неподвижном конце каната талевого системы, по которому определяется усилие на крюке.*

В практике бурения скважин применяются несколько разновидностей индикаторов (ГИВ, ГИВД, ГИВГ), но наибольшее распространение получил ГИВ-6. В зависимости от диаметра применяемого талевого каната и необходимого предела измерения выпускается ГИВ-6 трех модификаций, имеющих различную комплектацию – табл. 3.2.

На рис. 3.3 показан полный комплект индикатора. Принципиальная схема работы индикатора показана на рис. 3.4.

На неподвижном конце талевого каната трансформатор давления монтируется так, что канат оказывается преломленным между крайними роликами обоймы и средним опорным роликом, опирающимся на мембрану.

Под действием нагрузки на крюк неподвижный конец каната испытывает растягивающее усилие P (рис. 3.4). Благодаря преломлению каната под углом α возникает сила R , действующая на мембрану:

$$R = 2P \sin \alpha. \quad (3.10)$$

С другой стороны,

$$R = pF, \quad (3.11)$$

где p – давление жидкости в мессдозе в кгс/см²;

F – опорная поверхность мембраны, см².

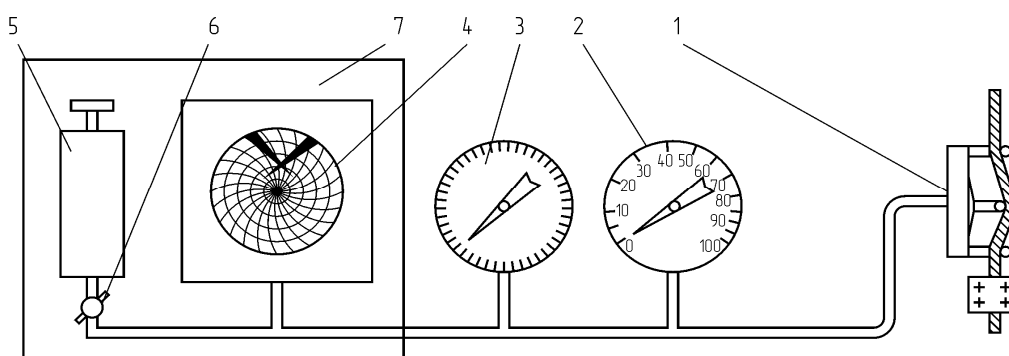


Рис. 3.3. Полный комплект индикатора ГИВ-6:

1 – трансформатор давления, 2 – основной указатель, 3 – верньерный указатель, 4 – регистратор, 5 – пресс-бачок, 6 – вентиль, 7 – щит

Таблица 3.2

№ п/п	Комплект	ГИВ-6-1	ГИВ-6-2	ГИВ-6-3
1	Трансформатор давления	+	+	+
2	Основной указатель	+	+	+
3	Верньерный указатель	+	нет	нет
4	Щит	+	+	+
5	Регистратор	+	+	нет
6	Пресс-бачок	+	+	+

Приравнивая выражения (3.10) и (3.11), находим:

$$p = \frac{2P \sin \alpha}{F}. \quad (3.12)$$

Таким образом, давление жидкости находится в прямой зависимости от натяжения неподвижного конца талевого каната. Ввиду малого значения угла α сила R составляет только 10–15 % от усилия в канате P .

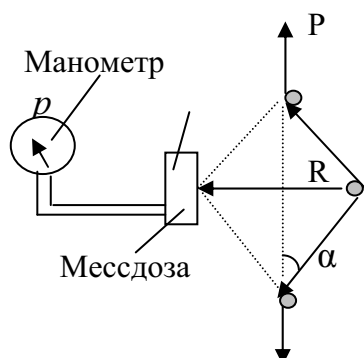


Рис. 3.4. Принципиальная схема работы индикатора ГИВ-6

Из выражения (3.12) усилие P в неподвижном конце талевого каната:

$$P = \frac{pF}{2 \sin \alpha}. \quad (3.13)$$

Нагрузка на крюк $Q_{кр}$:

$$Q_{кр} = \frac{2mP}{\eta}, \quad (3.14)$$

где m – число роликов талевого блока; η – КПД талевой системы.

Подставив из выражения (3.13) значение P в формулу (3.14), получим:

$$Q_{кр} = \frac{mPF}{\eta \cdot \sin \alpha} \quad (3.15)$$

При определенной конструкции мессдозы и талевой системы, имеющей данный КПД, можно записать:

$$Q_{кр} = C \cdot p, \quad (3.16)$$

где коэффициент пропорциональности $C = \frac{mF}{\eta \cdot \sin \alpha}$.

Значит о нагрузке на крюке можно судить по отсчетам значений p на манометре.

Выражением (3.13) не учтены жесткость каната и силы трения, которые при больших диаметрах каната приводят к нелинейной зависимости между p и P . Кроме того, практическая нелинейность характеристики определяется изменением угла преломления каната α при изменении силы P за счет упругих деформаций мембраны.

Для пользования индикатором веса необходима тарировочная кривая, выражающая зависимость между показаниями прибора и величиной натяжения преломленного каната.

В табл. 3.3 приведена техническая характеристика ГИВ-6.

При выпуске с завода трансформаторы давления градуируются на канатах определенного диаметра. Поэтому замена каната на канат другого диаметра требует повторной тарировки.

Значения верхних пределов измерения устанавливаются путем регулирования угла преломления каната при помощи прокладок, устанавливаемых под обоймы боковых и среднего роликов. Нижние пределы измерения во всех случаях устанавливаются при положении стрелки основного указателя на 10-м делении. Натяжение каната при этом соответствует весу талевого блока и крюка.

В табл. 3.4 приведены данные заводской тарировки комплекта ГИВ-6-2 с трансформатором давления ТД-2А для каната $\varnothing 15.5$ мм.

Конструкция ГИВ-6-2

В модели ГИВ-6-2 на щите устанавливается пресс-бачок, регистратор и арматура.

Регистратор. В качестве регистратора применен самопишущий манометр типа МСТМ-410 с записью от центра к периферии. Чувствительным элементом манометра является трубчатая пружина на предел измерения 10 кгс/см^2 ; цена деления диаграммы 0.1 кгс/см^2 , класс точности – 1, завод часового механизма – на 8 сут.

Пресс-бачок служит для заполнения всей системы рабочей жидкостью и представляет собой цилиндр с днищем и крышкой. К днищу крепится штуцер для подсоединения трубопровода. Через крышку проходит винт с воротком; винт шарнирно соединен с поршнем. В крышке имеется пробка для залива рабочей жидкости.

Основной указатель смонтирован в литом корпусе. В корпусе смонтирована трубчатая манометрическая пружина Бурдона, неподвижный конец которой впаян в держатель, а свободный закрыт накопником, который тягой шарнирно связан с хвостовиком сектора трибосекторного механизма.

При повышении давления свободный конец пружины перемещается и через тягу поворачивает сектор, который, в свою очередь, заставляет поворачиваться ось, на конце которой укреплен стрелка прибора. Отсчет показаний производится по шкале, имеющей на дуге 270° 100 равномерных делений, оцифрованных через каждые 10 делений.

Верньерный указатель предназначен для уточнения показаний индикатора веса при изменении нагрузки на долото и устроен аналогично основному. В отличие от основного верньерный указатель имеет 360-градусную шкалу с 40 неоцифрованными делениями. При нормальном давлении 10 кгс/см^2 стрелка прибора поворачивается на 1800° . Таким образом, чувствительность его превышает чувствительность основного указателя примерно в 6.7 раза ($1800^\circ / 270^\circ \approx 6.7$).

Таблица 3.3

№ п/п	Параметры	Значения параметров
1	Давление в гидравлической системе при максимальных натяжениях каната, кгс/см ²	10 ± 0.1
2	Угол поворота стрелок при максимальном давлении, град.: для основного указателя для верньерного указателя	270 1800
3	Основная приведенная погрешность индикации при фиксированном положении трансформатора давления на канате в пределах от 10 до 100 % шкалы для моделей с трансформатором ТД-2А ТД-4, ТД-5	± 4 от верхнего предела измерения ± 2,5 от верхнего предела измерения
4	Порог чувствительности в процентах от верхнего предела измерения	не более 0,3
5	Скорость вращения диаграммы регистратора, об/сут	1
6	Погрешность хода диаграммы, мин/сут	± 3
7	Рабочий диапазон температуры, °С	-40 ÷ +50

Таблица 3.4

Таблица 3.4 № п/п	Отсчет в делениях основного указателя	Пределы измерения 4 тс		
		усилие, кгс	погрешность,	
			± кгс	± %
1	10	200	0	0
2	20	450	50	1.2
3	30	950	50	1.2
4	40	1400	100	2.5
5	50	1900	100	2.5
6	60	2400	100	2.5
7	70	2850	150	3.7
8	80	3350	150	3.7
9	90	3800	100	2.5
10	100	4300	0	0

Трансформаторы давления ТД-2А, ТД-4, ТД-5. Конструктивно трансформаторы отличаются друг от друга незначительно (рис. 3.5).

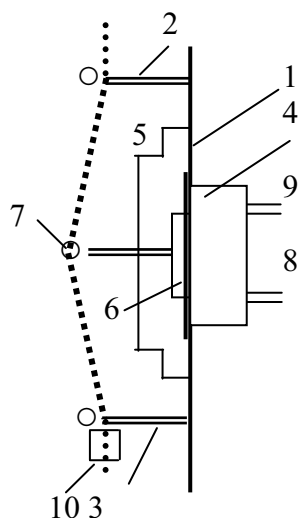


Рис. 3.5. Трансформатор

Трансформатор давления ГД-2А состоит из корпуса (1), в приливах которого крепятся обоймы (2 и 3), несущие боковые ролики. В средней части корпуса расположена камера давления (4), перекрытая резиновой мембраной, прижатой к корпусу крышкой (5). На мембрану опирается поплавков (6), несущий обойму (7) среднего ролика.

Соединение трансформатора с гидравлической линией индикатора осуществляется дюритовым шлангом, присоединенным к штуцеру (8), расположенному в дне корпуса. Там же расположено отверстие для спуска воздуха, заглушаемое пробкой (9). На канате трансформатор давления поддерживается зажимом (10). Трансформатор предназначен для канатов диаметром от 15 до 19 мм и может быть отрегулирован на два предела измерения усилий натяжения каната: от 100 до 4000 и от 200 до 8000 кгс. Регулировка производится изменением угла преломления каната за счет установки прокладок под торцы обойм среднего и боковых роликов.

Подготовка ГИВ-6 к эксплуатации

Монтаж. Внутри бурового здания на расстоянии 2–3 м от места крепления неподвижного конца талевого каната устанавливается на грунте щит на высоте 2–2,5 м от пола (стенки и пола щит не должен касаться). На щите монтируются приборы ГИВ-6. Неподвижный конец талевого каната на всем протяжении от ролика кронблока до места крепления не должен касаться вышки.

Трансформатор давления устанавливается на неподвижном конце талевого каната (опирается на поддерживающий зажим) на высоте, несколько большей, чем высота установки указателей.

Ввод в эксплуатацию. Для ввода прибора в эксплуатацию необходимо:

а) установить с помощью пресс-бачка перо регистратора на 10-м делении диаграммы;

б) приподнять крюк над устьем скважины на высоту 10–15 м и снова опустить его; эту операцию проделать 2–3 раза, убедившись, что

стрелка основного указателя и перо регистратора остаются на 10-м делении. При отклонении в систему закачивается (или выпускается) из трансформатора необходимое количество жидкости;

в) завести часы регистратора, установить диаграмму по времени, наполнить перо чернилами.

Расшифровка записей индикаторной диаграммы

На диаграммном круге ГИВ-6 записывается во времени **только усилие(!)** на крюке талевой системы. И только знание аппаратуры ГИВ-6, техники и технологического процесса бурения скважин, различных отклонений от нормального процесса при конкретных сложных геологических условиях позволит: решить многие технологические вопросы, определить технологическую грамотность и дисциплину бурильщика, выяснить причины аварий.

Запись усилия на крюке ведется непрерывно на бумажном диске, приводимом во вращение часовым механизмом со скоростью 1 об/сут.

Бумажный диск диаметром 300 мм (возможны и другие размеры) имеет 100 концентрических окружностей с оцифровкой каждой 10-й окружности и 24 радиальные дуги, соответствующие часам в сутках (рис. 3.6). Часовые отрезки, в свою очередь, разделены на 4 части, каждая из которых составляет отрезок времени в 15 мин.

За начало отсчета принимается 10-я окружность (10-е деление на основном указателе), что позволяет учесть вес талевой системы, а также обнаружить течь в гидравлической системе по падению давления ниже 10-й окружности (деления).

Если линия записи проходит параллельно одной из окружностей, это значит, что за данный отрезок времени усилие на крюке не изменилось. И если в это время велось бурение, то оно велось с постоянной осевой нагрузкой.

В процессе бурения осевая нагрузка изменяется бурильщиком в связи со сменой горных пород, или она может иметь небольшие колебания из-за неточности в регулировании подачи инструмента. Изменение осевой нагрузки происходит и в том случае, если меняются буримые породы, а скорость подачи инструмента остается прежней.

Графическое изображение подъема бурового инструмента на диаграмме имеет вид, обратный спуску, т.е. соответствует ряду пиков, уменьшающихся по высоте.

Если запись будет вестись по 10-й окружности диаграммы, это свидетельствует о том, что нагрузки на крюке нет: снаряд поднят (идет, например смена долота), снаряд поставлен на подкладную вилку (прстой), идет бурение с осевой нагрузкой, равной весу снаряда и т.п.

На рис. 3.6 приведена суточная диаграмма записи работы (усилия на крюке) буровой установки.

Спуск инструмента на диаграмме отражается рядом пиков, увеличивающихся по высоте и располагающихся примерно параллельно радиальным дугам. Количество пиков соответствует количеству спущенных свечей, а высота каждого пика – весу спущенного инструмента. Расстояние между точками начала и конца пика соответствует времени спуска свечи.

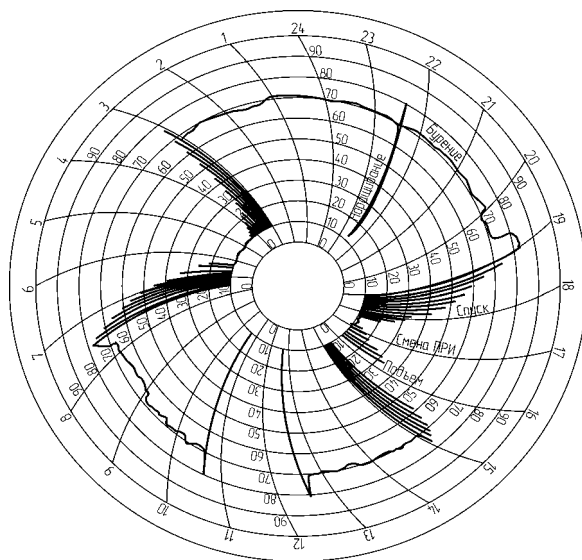


Рис. 3.6. Суточная индикаторная диаграмма

Примеры определения веса снаряда и осевой нагрузки

В примерах использован ГИВ-6-2 с трансформатором давления ТД-2А, талевый канат $\varnothing 15.5$ мм, оснастка талевой системы 1х2 ($m = 2$). В примерах не учитывается вес и КПД талевой системы, что конечно вносит погрешность в измерения, но эта погрешность незначительная.

Пример 1. Определить вес бурового снаряда в условиях скважины G_{CH} , или, что то же самое, усилие на крюке G_{KP} , если отсчет основного указателя при взвешивании снаряда 45 делений.

По паспорту 40-му делению соответствует (табл. 3.4) усилие в неподвижном конце талевого каната 1400 кгс, а 50-му – 1900 кгс. Средняя цена деления a в интервале между 40-м и 50-м делениями (т.е. между делениями, кратными десяти) составит: $a = (1900 - 1400) / 10 = 50$ кгс, тогда 45-и делениям соответствует усилие в неподвижном конце талевого каната $1400 + 5 \cdot 50 = 1650$ кгс. Нагрузка на крюк G_{KP} в m раз больше усилия в неподвижном конце талевого каната:

$$G_{KP} = Q_{CH} = 2 \cdot 1650 = 3300 \text{ кгс}$$

Пример 2. Определить нагрузку на буровую мачту P_M при условиях примера 1: $P_M = (m + 2) \cdot 1650 = 6600$ кгс.

Пример 3. Определение осевой нагрузки. Для определения осевой нагрузки необходимо из числа делений n_B , соответствующих весу инструмента в условиях скважины, вычесть число делений при разгрузке n_B , т. е. при бурении, полученную разность Δn умножить на число струн талевого оснастки m и среднюю цену деления a в данном интервале.

а). Отсчет по основному указателю составил: при взвешивании снаряда $n_B = 60$ делений, при бурении $n_B = 51$ деление. Следовательно, величина осевой нагрузки в делениях составит $\Delta n = n_B - n_B = 60 - 51 = 9$ делений. По паспорту 60-му делению соответствует усилие в неподвижном конце талевого каната 2400 кгс, а 50-му – 1900 кгс. Средняя цена деления в этом интервале $a = (2400 - 1900)/10 = 50$ кгс. Величина осевой нагрузки составит $G_{OC} = (a \cdot m) \cdot n = (50 \cdot 2) \cdot 9 = 900$ кгс.

б). Если же осевая нагрузка задана в кгс, а необходимо определить соответствующие деления по прибору, то производят следующий пересчет. Пусть $G_{OC} = 1200$ кгс, показания прибора при взвешивании бурового снаряда $n_B = 65$ делений.

Средняя цена деления в интервале 70–60 делений $a = (2850 - 2400)/10 = 45$ кгс. При снижении отсчета с 65-го деления до 60-го будет набрана осевая нагрузка $45 \cdot 2 \cdot 5 = 450$ кгс.

Средняя цена деления в интервале 60–50 делений $a = (2400 - 1900)/10 = 50$ кгс. Для набора еще $(1200 - 450) = 750$ кгс осевой нагрузки необходимо снизить показания основного указателя на $750/(50 \cdot 2) = 7.5$ деления, тогда бурение должно вестись при $n_B = 60 - 7.5 = 52.5$ деления.

Лабораторный стенд растягивающих усилий

Лабораторный стенд представлен масляно-силовой станцией и гидроцилиндром (рис. 3.7).

Величина растягивающего усилия P (в кгс), исходя из рабочей площади S (в см²) и давления p (в МПа), в силовом гидроцилиндре, находится как:

$$P = pS = \frac{\pi(d_{\text{ц}}^2 - d_{\text{ш}}^2)p}{4} = 3,77p. \quad (3.17)$$

Давление p определяется по рабочему манометру 3 масляно-силовой станции; диаметр цилиндра $d_{\text{ц}} = 8$ см; диаметр штока $d_{\text{ш}} = 4$ см.

Задания и методические указания на выполнение лабораторной работы

1. По данному методическому пособию изучить аппаратуру ГИВ-6. При этом использовать натурный образец ГИВ-6-2 с трансформатором давления ТД-2А. Для самоконтроля при изучении аппаратуры необходимо ответить на вопросы для самоподготовки.

2. По одному из ниже предложенных вариантов (исходя из условия, что используется индикатор ГИВ-6-2, трансформатор давления ТД-2А, канат диаметром 15,5 мм, талевая оснастка ТС 1х2; эти условия остаются и для приведенных ниже задач) определить:

а) вес снаряда $G_{сн}$ при взвешивании в условиях скважины, т.е. нагрузку на крюк $G_{кр}$ и нагрузку на буровую мачту P_m , если отсчет по основному указателю $n_в$ равен указанному в табл. 3.5;

Таблица 3.5

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$n_{в,дел.}$	30	34	39	43	48	56	67	74	82	92

б) осевую нагрузку $G_{ос}$, если известно число делений основного указателя при взвешивании снаряда $n_в$ и число делений $n_б$ при разгрузке (при бурении) – табл. 3.6;

Таблица 3.6

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$n_{в,дел.}$	30	34	39	43	48	56	67	74	82	92
$n_{б,дел.}$	20	26	30	34	41	46	58	63	75	83

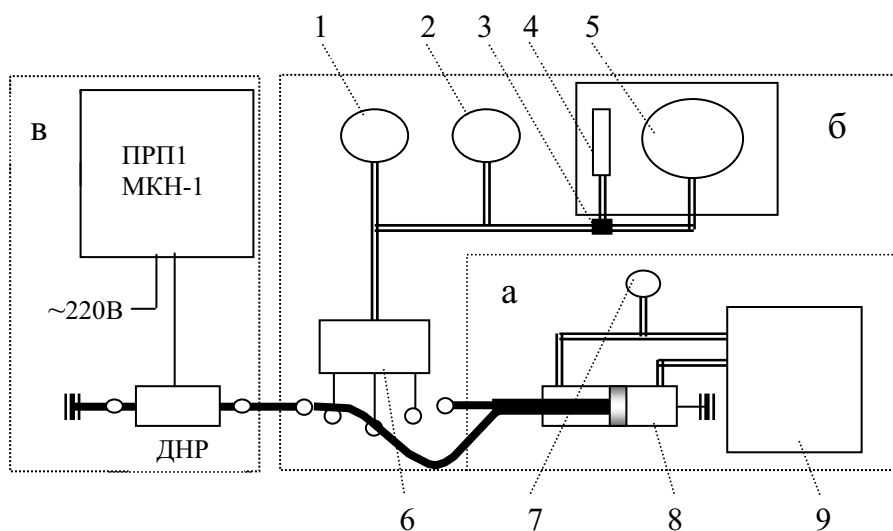


Рис. 3.7. Лабораторный стенд растягивающих усилий для исследования аппаратуры ГИВ-6 и МКН-1:

а – масляно-силовой блок, б – ГИВ-6-2, в – МКН-1; 1 – дополнительный регистратор с приводом от микроэлектродвигателя, 2 – основной указатель комплекта ГИВ-6, 3 – запорный вентиль, 4 – пресс-бачок, 5 – регистратор, 6 – трансформатор давления ТД-2А, 7 – манометр, 8 – силовой гидроцилиндр, 9 – маслонасос

в) деление по прибору $n_б$, соответствующее заданной осевой нагрузке $G_{ос}$, если известно число делений $n_в$ основного указателя при взвешивании снаряда – табл. 3.7.

Таблица 3.7

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
G_{oc} , кгс	500	600	650	700	750	800	900	1000	1100	950
n_b , дел.	30	34	39	43	48	56	67	74	82	92

П р и м е ч а н и е. При решении задач необходимо иметь в виду, что при отсчетах, находящихся в разных интервалах, кратных 10-и делениям, средняя цена деления находится для каждого интервала.

3. Провести расшифровку производственной диаграммной записи (бланк записи выдается). Результатом расшифровки является заполненная табл. 3.8.

Содержание отчета

1. Название и цель работы.
2. Теоретическая часть, принципиальная схема и работа датчика.
3. Решение задач по второму пункту задания.
4. Диаграммная запись на бланке по третьему пункту задания.
5. Заполненная табл. 3.8.
6. Выводы.

Вопросы для самоподготовки

1. В какой класс буровой контрольно-измерительной аппаратуры входит индикатор ГИВ-6 (классификация по функционально-технологическому признаку)?
2. Принципиальная схема индикатора; узлы индикатора, их устройство и принцип работы.
3. Структурная схема датчика; работа всех звеньев.
4. Конструкция бумажного носителя информации.
5. Пояснить, почему 10-е деление принимается за «нулевое».
6. Как по диаграммной записи определить время операции: бурение, подъем, спуск снаряда, простой, смена долота, промывка?
7. Как по диаграммной записи определить вес снаряда, осевую нагрузку, нагрузку на буровую мачту?
8. Что означает запись по «нулевому» (десятому) делению?

Таблица 3.8

№ п/п	Время, ч/мин			Операция	Вес снаряда		Осевая нагрузка	
	от	до	всего		n_b , дел	$G_{сн}$, кгс	n_b , дел	G_{oc} , кгс

Лабораторная работа № 2 Б
ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ИНДИКАТОР ВЕСА ГИВ-6
(ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА)

Целью работы является изучение измерителя веса снаряда и осевой нагрузки ГИВ-6, применяемого при подаче бурового инструмента с лебедки, приобретение практических навыков в монтаже, настройке и обслуживании индикатора.

При выполнении данной (практической) работы используются знания, полученные при выполнении первой (теоретической) работы.

Задания и методические указания на выполнение лабораторной работы

1. Изучить конструкцию лабораторного стенда. Проработать вопросы для самоподготовки.
2. Провести подготовительные работы:
 - завести часовой механизм основного регистратора;
 - установить диаграммный диск;
 - прочистить и заправить перописец чернилами;
 - с помощью пресс-бачка изменить давление в системе, установить стрелку основного указателя на «нулевое» (десятое) деление;
 - замерить толщину выданных для работы двух пар регулировочных шайб, поставить первую (любую из двух) пару шайб на датчик;
 - ознакомиться на практике с управлением масляно-силовой станцией и работой стенда, приобрести в управлении некоторые навыки;
 - с помощью масляно-силовой станции дать натяжку троса, снять усилие, выключить станцию.
3. Снять тарировочную характеристику.

Тарировочная характеристика снимается следующим образом. Дается натяжение каната и при отчетах по основному указателю 10, 20, 30, 40 и т. д. делений, берутся отсчеты по манометру. Усилие находится по формуле (3.17): $P = 37.7 \cdot p$, кгс.

Содержание отчета

1. Назначение и цель работы.
2. Краткая теоретическая часть по тарировке датчика. Табличные данные опытов и построенные по ним тарировочные кривые с пояснением причин их расхождения.
3. Картограмма в соответствии с выданным заданием по табл. 3.9.
4. Общие выводы.

Вопросы для самоподготовки

1. Модификации ГИВ-6, комплектность.
2. Монтаж, демонтаж датчика, пульта приборов; правила заполнения системы жидкостью.
3. Каким образом можно повысить чувствительность датчика?
4. Как настроить аппаратуру на другой диапазон измерения?
5. Когда и почему необходима повторная тарировка?
6. Технология определения веса снаряда в условиях скважины.
7. Как с помощью ГИВ-6 установить требуемую осевую нагрузку?
8. Как отразится в записи на диаграммном диске обрыв снаряда у устья скважины, у забоя?
9. Какие записи обязан делать на диаграммном диске бурильщик?

Таблица 3.9

Операции	Варианты, порядок операций и время (ч/мин) на операцию									
	1		2		3		4		5	
	№	время	№	время	№	время	№	время	№	время
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Простой, снаряд на подкладной вилке	1	1/30	9	/30			12	1/-	4	-/45
Взвешивание, задание $G_{OC} = 1000$ кгс (ц. д. 100 кгс)	2	-/15	1	/20	7	/20	10	-/10	3	-/10
Бурение	3	1/-	2	/50	8	1/20	11	1/20	5	-/45
Нарращивание	4	-/10	3	-/5	9	/10	7	-/5	6	-/5
Бурение	5	1/-	4	1/20	10	1/20	8	1/-	7	-/30
Нарращивание	6	/10					9	/10	8	/10
Бурение	7	1/-	8	1/-	2	-/50	13	1/30	9	-/45
Подъем	8	-/30	5	-/40	4	1/-	1	-/45	13	2/-
Смена ПРИ	9	-/20			5	-/30	2	-/20	1	-/30
Спуск	10	-/30	7	-/30	6	1/-	3	-/30	2	1/45
Промывка, снаряд вывешен на крюке	11	-/10	12	-/15	3	-/20	4	-/15		
Задание $G_{OC} = 1500$ кгс	12	-/10	10	-/5	1	-/10	5	-/10	10	-/10
Бурение	13	1/-	11	1/20			6	1/-	11	1/-
Снаряд на подкладной вилке	14	-/5	13	-/5	11	-/5	14	-/5	12	-/5
Простой	15	-/45	6	1/-	12	-/40	15	-/20	14	1/-

Лабораторная работа № 3

МАГНИТОУПРУГИЙ КОМПЕНСАЦИОННЫЙ ИЗМЕРИТЕЛЬ НАГРУЗКИ МКН-1

Цель работы заключается в изучении аппаратуры, отработке навыков работы с ней, в инженерном логическом решении ряда задач по технологии бурения и СПО с использованием аппаратуры.

Магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки МКН-1 предназначен для оснащения буровых станков с талевой системой по схеме с неподвижным концом каната, в который встраивается датчик нагрузки, определяющий усилие на крюке при взвешивании бурового снаряда, при бурении, при производстве СПО и других «грузовых» операциях (извлечение обсадных колонн, ликвидация прихватов натяжкой с помощью лебедки и т. п.); после взвешивания и «запоминания» веса снаряда при бурении определяется осевая нагрузка.

Таким образом, измеритель МКН-1 предназначен для:

- визуального контроля веса снаряда;
- визуального контроля и регистрации осевой нагрузки в процессе бурения;
- визуального контроля и регистрации усилия на крюке при спуско-подъемных операциях и аварийных работах.

В состав измерителя МКН-1 входят: магнитоупругий датчик нагрузки ДН (датчик нагрузки растяжения – ДНР; показывающий и регистрирующий прибор ПР; комплект кабелей (кабель датчика и кабель питания).

Краткая техническая характеристика измерителя МКН-1

Верхние пределы измерения

(для станков ЗИФ-300, ЗИФ-650, ЗИФ-1200), кН:

осевая нагрузка 20 30 30/15

вес снаряда 40 60 150/75

усилие на крюке

(при «грузовых» операциях) 100 150 300/150

Основная погрешность измерения, % ± 2,5

Дополнительная погрешность измерения, %

на каждые 10 °С изменения температуры ± 1,5

от колебания напряжения питания на каждые 10 %

от номинального значения, % 2,5

Источник питания 380 В (220В), 50 Гц

Потребляемая мощность, ВА не более 40

Условия эксплуатации:

температура окружающего воздуха, °С – 0 ÷ + 50

относительная влажность, % до 98

Для уяснения работы измерителя МКН-1 прежде необходимо уяснить работу магнитоупругого датчика нагрузки ДН и работу автокомпенсатора переменного тока, который является основой измерительных каналов МКН-1.

Магнитоупругий датчик

Принцип действия датчика основан на использовании магнитоупругого эффекта, который заключается в изменении магнитной проницаемости ферромагнитных материалов под действием механического напряжения.

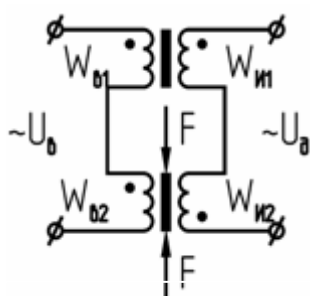


Рис. 3.8. Схема включения магнитоупругого датчика

При использовании магнитоупругих датчиков (схема включения приведена на рис. 3.8) измеряемая величина (давление, крутящий момент, сила F') преобразуется в пропорциональную измеряемой величине силу F , приложенную к магнитопроводу датчика, и под действием этой силы изменяется магнитная проницаемость μ магнитопровода.

Датчик состоит из двух электромагнитных преобразователей, включающих обмотки возбуждения W_{B1} и W_{B2} , измерительные обмотки $W_{И1}$ и $W_{И2}$ со своими магнитопроводами. Нижний преобразователь образует чувствительную секцию датчика, а верхний – компенсационную.

Обмотки возбуждения преобразователей W_{B1} и W_{B2} соединены последовательно и согласно и питаются переменным током напряжением 36 В; измерительные обмотки $W_{И1}$ и $W_{И2}$ соединены последовательно и встречно. При отсутствии усилия F индуктивные сопротивления и напряжения возбуждения преобразователей одинаковы – 18 В. При этом напряжения, наводимые в измерительных обмотках, будут также равны между собой, и выходное напряжение датчика U_δ в силу последовательного и встречного соединения измерительных обмоток будет равно нулю: $U_\delta = U_{И1} - U_{И2} = 0$ (рис. 3.9, а).

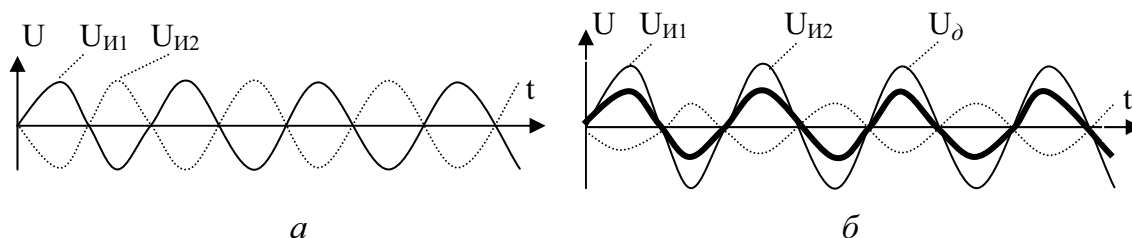


Рис. 3.9. Схема работы датчика нагрузки ДН

Под действием усилия F изменение магнитной проницаемости материала чувствительного элемента приводит к изменению индуктивного сопротивления преобразователя. При этом напряжение возбуждения перераспределяется (в силу изменения комплексного сопротивления Z катушки, к магнитопроводу которой прикладывается сила F), и напряжения, наводимые на измерительных обмотках, станут не равны между собой. На выходе датчика появится электрический сигнал, определяемый разностью этих напряжений $\sim U_D$ (рис. 3.9, б).

Автокомпенсатор переменного тока (рис. 3.10) широко используется в современной БКИА.

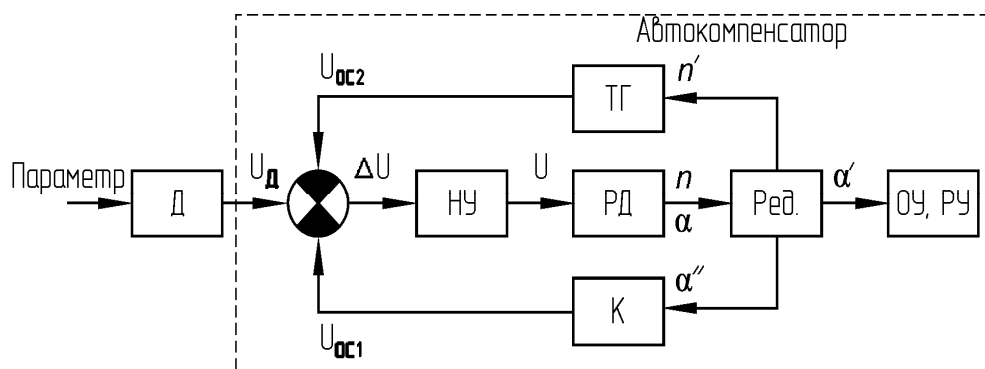


Рис. 3.10. Структурная схема автокомпенсатора переменного тока

Компенсационный метод измерения состоит в уравнивании (компенсации) сигнала датчика. Момент равновесия определяется с помощью чувствительного индикатора, а контролируемая величина измеряется при помощи отсчетного устройства, непосредственно связанного с калиброванным источником компенсирующего сигнала. Приборы, в которых процесс уравнивания измеряемого параметра автоматизирован, называются автокомпенсаторами.

Компенсационный метод измерений и компенсационные приборы могут применяться для контроля величин различной физической природы.

В качестве звена обратной связи в автокомпенсаторе (рис. 3.10) применен бесконтактный индукционный потенциометр – компенсатор K , вырабатывающий компенсирующее напряжение. Потенциометр состоит из статора и ротора. Индукционный потенциометр вырабатывает напряжение переменного тока, пропорциональное углу поворота ротора. Статор включает обмотку возбуждения W_B , а ротор – измерительную обмотку W_I (рис. 3.11).

Ротор потенциометра механически связан с валом реверсивного двигателя РД. При угле поворота ротора $\alpha'' = 0$ потокосцепление между обмотками W_B и W_I отсутствует, и выходное напряжение потенциометра – напряжение обратной связи $U_{OC1} = 0$. При повороте ротора относи-

тельно статора на угол $\alpha \neq 0$ индуцируется ЭДС, пропорциональная углу поворота α'' , т.е. $U_{oc1} = f(\alpha'')$.

Работа автокомпенсатора заключается в следующем. Выходная цепь датчика Д включается встречно – последовательно с источником компенсирующего напряжения – роторной обмоткой компенсатора у входа нуля-усилителя НУ. При незначительном разбалансе схемы, т.е. при появлении ΔU на входе усилителя, выходное напряжение усилителя U достигает номинального значения напряжения питания управляющей обмотки реверсивного двигателя РД; на рис. 3.12 представлена характеристика нуля-усилителя.

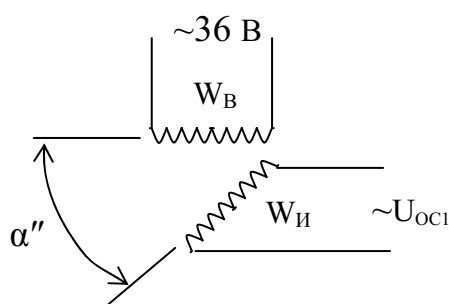


Рис. 3.11. Электрическая

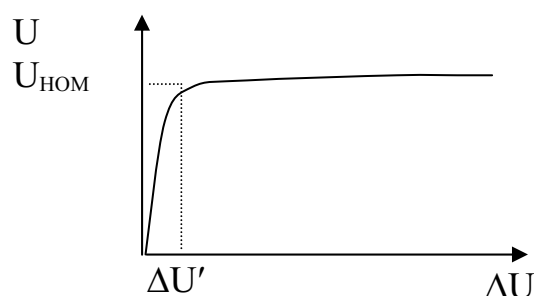


Рис. 3.12. Характеристика нуля-усилителя НУ

Реверсивный двигатель РД, кинематически связанный через редуктор Ред с компенсирующим потенциометром К (угол поворота ротора потенциометра α'') и отсчетным (в ряде приборов и регистрирующим РУ) устройством ОУ (угол поворота оси ОУ равен α').

В зависимости от фазы сигнала-разбаланса ΔU на входе нуля-усилителя двигатель поворачивает ротор потенциометра в ту или иную сторону и изменяет компенсирующее напряжение U_{oc1} в сторону уменьшения сигнала-разбаланса ΔU .

На вход автокомпенсатора подается сигнал от датчика в виде напряжения переменного тока $U_d = U_m \cdot \sin(\omega t + \varphi)$. Равновесие компенсационной системы наступает при $\omega_d = \omega_k$, $U_{md} = U_{mk}$, $\varphi_d - \varphi_k = \pi$, где ω_d , U_{md} , φ_d – параметры измеряемого напряжения (частота, амплитуда, начальная фаза); ω_k , U_{mk} , φ_k – параметры компенсирующего напряжения. Условие $\omega_d = \omega_k$ выполняется автоматически, т.к. и датчик, и потенциометр питаются от одной и той же сети. Требование $\varphi_d - \varphi_k = \pi$ удовлетворяется соответствующим расчетом параметров датчика и компенсирующего потенциометра и противофазным включением этих элементов в схему. Таким образом, процесс компенсации переменного напряжения сводится к компенсации амплитуды напряжения (рис. 3.13).

В идеальном случае после окончания переходного процесса сигнал ΔU на входе нуля-усилителя станет равным нулю, и стрелка отсчетного устройства ОУ установится на отметке, соответствующей напряжению датчика. Однако в реальных условиях полной компенсации входного сигнала в установившемся режиме не происходит. Статическая погрешность складывается из погрешности, обусловленной наличием зоны нечувствительности, несовершенством изготовления и другими моментами.

Наряду со статической погрешностью одной из основных характеристик автокомпенсационных приборов является динамическая ошибка, определяемая их быстродействием. Быстродействие прибора компенсационного типа измеряется обычно временем отклонения стрелки прибора от нижнего до верхнего предела измерения. Опытным путем установлено, что для контроля параметров процесса бурения достаточным является быстродействие в пределах трех секунд. При этом колебания с частотой 15 Гц практически не пропускаются прибором.

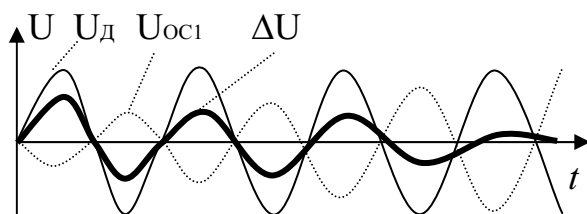


Рис. 3.13. Схема компенсации сигнала датчика U_d сигналом обратной связи U_{oc1}

Другой важной динамической характеристикой автокомпенсационных приборов является качество переходного процесса. Для обеспечения устойчивости и хороших динамических качеств автокомпенсаторов применяются специальные меры, наибольшее распространение из которых получило введение гибкой отрицательной обратной связи по скорости вращения реверсивного двигателя. Наиболее широко применяемым способом введения такой обратной связи в автокомпенсаторах является использование тахогенератора ТГ, кинематически связанного с исполнительным двигателем (РД) и включенного своей выходной цепью в измерительную цепь автокомпенсатора таким образом, что сигнал обратной связи U_{oc2} при работе двигателя уменьшает сигнал разбаланса.

Работа измерителя МКН-1

На рис. 3.14 показана структурная схема измерителя МКН-1. Датчик нагрузки ДН воспринимает усилие, пропорциональное нагрузке на крюке $G_{кр}$ талевой системы, и преобразует его в электрическое напряжение U_d . Это напряжение подается на вход вторичного показывающего и регистрирующего прибора ПРП-1, который преобразует поданное напряжение в отклонение стрелок показывающих и регистрирующих устройств.

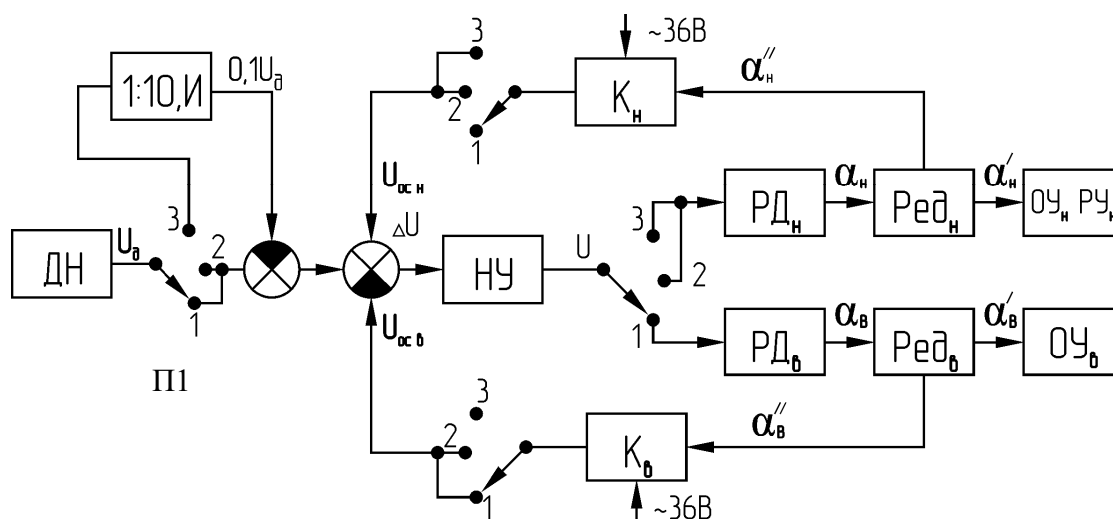


Рис. 3.14. Структурная схема измерителя МКН-1

Прибор ПРП1 имеет два измерительных канала (и соответственно две шкалы со стрелками): «Вес» снаряда и «Нагрузка» на забой. Канал «Нагрузка» используется также и для измерения усилия на крюке при СПО и любых других грузовых операциях; в этом случае сигнал датчика уменьшается в 10 раз и инвертируется (он должен быть в противофазе с сигналом обратной связи $U_{осн}$).

Четырехплатный переключатель П1 имеет три положения:

1 – «Вес», 2 – «Нагрузка», 3 – «На крюке, Тх10».

Принцип работы измерительных каналов – это принцип работы автокомпенсатора переменного тока. Электрический сигнал, поданный на вход канала (одного из каналов), непрерывно сравнивается с сигналом компенсатора (бесконтактного потенциометра) веса K_B или компенсатора нагрузки K_H . Разность поданного сигнала и сигнала компенсатора (ΔU) усиливается (U) нуль-усилителем (НУ) и подается на управляющую обмотку реверсивного двигателя (РДВ или РДН), который поворачивает ротор компенсатора до тех пор, пока выходной сигнал компенсатора не станет равен сигналу, поданному на вход измерительного канала. Одновременно происходит поворот стрелок показывающего и регистрирующего устройства, кинематически связанных с ротором компенсатора.

Рассмотрим работу узлов аппаратуры при различных положениях четырехплатного переключателя П1.

Положение 1 – «Вес». При этом положении переключателя производится взвешивание снаряда. Работает канал (подсистема) взвешивания снаряда; при этом реверсивный двигатель РДН отключен, питание статорной обмотки возбуждения компенсатора K_H отключено, делитель

напряжения и инвентор (1:10, И) отключены. При взвешивании снаряда сигнал датчика U_D подается на вход канала «Вес», стрелка по шкале «Вес» отклоняется на угол α_B'' , пропорциональный весу снаряда.

Положение 2 – «Нагрузка». При переключении переключателя с первого положения во второе отключается реверсивный двигатель РД_В, за счет сил трения ротор компенсатора К_В останется повернутым на угол α_B'' , пропорциональный весу снаряда; питание статорной обмотки возбуждения компенсатора К_В остается включенным, следовательно сигнал обратной связи U_{OCB} , пропорциональный углу α_B'' , т. е. и весу снаряда, подается на сумматор. Это называется «запоминанием» веса снаряда. На сумматор подается и сигнал датчика U_D . Сигналы U_D и U_{OCB} по абсолютной величине равны, но противоположны по фазе, поэтому алгебраическая сумма их равна нулю: $U_D + (-U_{OCB}) = 0$. И если в момент переключения стрелка шкалы «Нагрузка» находилась не на нуле, т. е. $\alpha_H'' \neq 0$, то $\Delta U = U_{OC.H}$, т. к. включено питание статорной обмотки возбуждения компенсатора К_Н. И поскольку включен реверсивный двигатель РД_Н, то канал (подсистема) «Нагрузка» сработает на сведение ΔU к нулю, т. е. если стрелка находилась не на нуле, то после взвешивания снаряда и перевода переключателя в положение 2, она придет к нулю.

При задании осевой нагрузки усилие на крюке, следовательно, и в неподвижном конце каната уменьшается, уменьшается сигнал датчика U_D , подсистема отработает сигнал обратной связи $U_{OC.H}$, пропорциональный углу поворота стрелки α_H'' (пропорциональный отсчету осевой нагрузки): $U_D' + U_{OC.H} - U_{OC.B} = 0$, или $U_{OC.H} = U_{OC.B} - U_D'$. Здесь $U_{OC.H}$ – пропорционально G_{OC} , $U_{OC.B}$ – пропорционально G_{CH} , U_D' – пропорционально G_{KP} в процессе бурения. Таким образом, измеритель МКН-1 автоматически решает известное из технологии бурения уравнение: $G_{OC} = G_{CH} - G_{KP}$.

Положение 3 – «На крюке, Тх10». В этом случае включены в работу только звенья канала измерения осевой нагрузки, причем сигнал датчика U_D вначале поступает на делитель напряжения (1:10), инвертируется (И), а затем уже – на сумматор. В момент компенсации $U_{OC.H} - 0.1U_D = 0$. Измеритель регистрирует уменьшенное в 10 раз усилие на крюке. Так решен вопрос об увеличении диапазона измерения канала «Нагрузка» и использовании его и для регистрации осевой нагрузки, и для регистрации больших усилий на крюке при СПО и других грузовых операциях.

Работа с измерителем МКН-1

Включение в работу измерителя. Измеритель включается в работу за 10–15 мин до начала измерения с целью прогрева элементов схемы. При этом переключатель ставится в положение 1 – «Вес».

Взвешивание снаряда и задание осевой нагрузки. Переключатель в положении 1 – «Вес». С вращением и промывкой снаряд опускается к забой со скоростью, примерно равной скорости бурения (измерение веса снаряда *в условиях скважины*). После установления стрелки на отсчете веса снаряда переключатель переводится в положение 2 – «Нагрузка». Снаряд ставится на забой, начинается бурение; бурильщик, осуществляя подачу инструмента с лебедки, следит за отклонением стрелки по шкале «Нагрузка», доводя это отклонение до отсчета требуемой осевой нагрузки.

При смене пород будет изменяться и нагрузка на крюке $G_{кр}$, и осевая нагрузка $G_{ос}$, что автоматически будет фиксироваться измерителем.

Регистрация усилий на крюке при СПО и других грузовых операциях. Переключатель ставится в положение 3 – «На крюке, Тх10». При этом измеритель будет фиксировать усилие на крюке, уменьшенное в 10 раз, что учитывается при расшифровке диаграммы.

Расшифровка диаграмм дает возможность составить и проанализировать баланс рабочего времени.

Диск имеет часовой привод и делает 1 оборот за 24 ч, т. е. на диске записывается работа бурового агрегата за сутки. Завод часового механизма – 1 раз в неделю, заправка перописца специальными чернилами по мере расхода чернил.

Лабораторный стенд

Лабораторный стенд включает измеритель МКН-1, масляно-силовую станцию от бурового станка СБА-800 и силовой гидроцилиндр (рис. 3.7). Измеритель настроен на применение с двухструнной талевой оснасткой и включение на напряжение 220 В. С помощью силового гидроцилиндра имитируется работа датчика ДНР, встроенного в разрыв неподвижного конца каната талевой системы. Рабочая площадь цилиндра составляет $S = 37,7 \text{ см}^2$; давление контролируется рабочим манометром (кл. 2,5) на 100 кгс/см^2 . Схема стенда рассмотрена в лабораторной работе «Гидравлический индикатор веса».

Задания и методические указания на выполнение лабораторной работы

1. Перед выполнением данной работы необходимо изучить схему и работу автокомпенсатора переменного тока, проработать вопросы для самоподготовки.

2. Провести теоретическую проработку всех вариантов задания («а» – «к») и практическую проверку правильности принятых ответов.

Теоретическая проработка вариантов заключается в определении порядка работы с аппаратурой и масляно-силовой станцией и определении «реакции» аппаратуры – поведение стрелки C_B отсчета веса снаряда G_{CH} и стрелки C_H отсчета осевой нагрузки G_{OC} : стрелки останутся на месте, придут к нулю, к конкретному отсчету, одна пойдет к нулю, другая – останется на месте и т. д.

При решении задач следует помнить следующие моменты:

- стрелки отсчетных устройств движет электродвигатель РД, и если он отключен или обесточен, то стрелка останется на месте;

- любая подсистема в переходном режиме работает на сведение ΔU к нулю, и при $\Delta U = 0$ наступает установившийся режим, когда включенный электродвигатель РД обесточивается, останавливается и останавливает соответствующую стрелку отсчетного устройства;

- сигнал обратной связи с потенциометра будет иметь место только при выполнении двух условий: если запитана статорная обмотка и угол поворота ротора не равен нулю. А угол поворота ротора будет не равен нулю, если стрелка соответствующего отсчетного устройства находится не на нуле;

- следует внимательно проанализировать сигналы на сумматоре и не забывать, что после переходного процесса в установившемся режиме их сумма (ΔU) равна нулю.

Варианты задания

а). Масляно-силовая станция выключена. Стрелки установлены на отсчетах: вес снаряда $G_{CH} = 2,0$ тс, осевая нагрузка $G_{OC} = 1,0$ с, переключатель П1 в положении 1 – «Вес». Аппаратура выключена. Какова будет «реакция» аппаратуры (т.е. поведение стрелок C_B и C_H) после включения питания в установившемся режиме? Проанализировать ситуацию, записать ответ. Включить питание аппаратуры, проверить записанный ответ. Разобраться с допущенными ошибками, если они имеют место. Выключить аппаратуру.

б). Исходные данные по п. «а», но переключатель П1 в положении 2 – «Нагрузка»; задание аналогично пункту «а».

в). Исходные данные по п. «а», но переключатель в положении 3 – «На крюке, Тх10»; задание аналогично пункту «а».

г). Исходные данные по п. «б». Какова будет «реакция» аппаратуры после ее включения и отработки исходных данных, если вручную

перевести стрелку веса снаряда C_B на отсчет 1,5 тс? Проверить ответ, сделать выводы.

д). Исходные данные: переключатель П1 в положении 1 – «Вес», $G_{OC} = 3$ тс. «Реакция» аппаратуры при переведении переключателя П1 в положение 3 – «На крюке, Тх10», конкретные отсчеты. Прodelать это практически, включив аппаратуру и масляно-силовую станцию. Выяснить допущенные ошибки. Аппаратуру и масляно-силовую станцию не выключать, приступить к выполнению п. «е».

е). При $G_{CH} = 3$ тс имитировать бурение при $G_{OC} = 1$ тс. Быстро перевести переключатель в положение 3 – «На крюке, Тх10». Объяснить полученные конкретные отсчеты. Аппаратуру и масляно-силовую станцию не выключать, приступить к выполнению п. «ж».

ж). Установить $G_{CH} = 1$ тс. Какова будет «реакция» аппаратуры при переводе переключателя П1 в положение 2 – «Нагрузка»? И если выключить масляно-силовую станцию? Прodelать это практически. Уяснить причину допущенных ошибок. Выключить аппаратуру и рубильник электросилового шкафа.

3. Прodelмонстрировать порядок работы с аппаратурой МКН-1 от момента ее включения после «спуска» снаряда и до выключения после «подъема» снаряда. Объяснить при этом работу узлов по структурной схеме. Исходные данные: $G_{CH} = 2,5$ тс, $G_{OC} = 1$ тс.

4. По выданному варианту (табл. 3.10) зарисовать теоретическую диаграмму одного «рейса» при заданных весе снаряда и осевой нагрузке. Привести принятые исходные данные на обратной стороне диска (глубина скважины, диаметр бурильных труб, длина свечи, промывочная жидкость и т.д.); на диаграмме подписать все операции (взвешивание снаряда, бурение и т. д.) и отметить (подписать) моменты перевода переключателя П1 в соответствующее положение. Цена деления n диаграммного диска принимается как $n = D/100$, где D – диапазон шкалы, например при $D = 3$ тс, $n = 3000/100 = 30$ кгс.

Содержание отчета

1. Название и цель работы.
2. Назначение измерителя МКН-1, краткая техническая характеристика. Структурная схема измерителя; звенья, их характеристика, работа. Описать работу измерителя в трех режимах.
3. Диаграмма «рейса» в соответствии с номером варианта выданного задания (табл. 3.10).
4. Расчеты, теоретические и практические данные по п. 2 с объяснением расхождений.

В защиту лабораторной работы входят ответы на вопросы для самоподготовки, практическая демонстрация работы с аппаратурой при заданных исходных условиях и теоретическое решение задач – табл. 3.11.

Таблица 3.10

№ вар-та	Вес снаряда G_{CH} , кгс	Осевая нагрузка G_{OC} , кгс	№ вар-та	Вес снаряда G_{CH} , кгс	Осевая нагрузка G_{OC} , кгс
1	1500	1000	15	4500	700
2	1600	700	16	4600	1000
3	1700	1100	17	4800	1600
4	1800	400	18	5000	1100
5	1900	700	19	5300	900
6	2000	1300	20	5500	1500
7	2200	900	21	5600	1400
8	2500	800	22	5800	1300
9	3000	1200	23	6000	1200
10	3300	1000	24	6200	1100
11	3500	1100	25	7300	1000
12	3800	900	26	8400	900
13	4000	1000	27	9500	1400
14	4200	1300	28	10800	1500

Вопросы для самоподготовки

1. В какой класс аппаратуры входит измеритель МКН-1 (по классификации БКИА по функционально-технологическому признаку)?
2. Зарисовать структурную схему датчика и пояснить работу преобразователей.
3. Принцип работы магнитоупругого датчика нагрузки ДН. Схема преобразования сигнала датчиком.
4. Монтаж датчика.
5. Что такое компенсационный способ измерения? Три условия компенсации сигнала переменного тока.
6. Графически показать компенсацию сигнала переменного тока.
7. Структурная схема автокомпенсатора переменного тока, звенья автокомпенсатора, их назначение.
8. В каких случаях $\Delta U \neq 0$?
9. Нуль-усилитель, его характеристика, пояснить вид характеристики.
10. Бесконтактный индукционный потенциометр, электрическая схема; два условия для наличия сигнала обратной связи.
11. Отсчетное, регистрирующее устройство, назначение, принцип работы.
12. В каких случаях стрелки отсчетных устройств остаются на месте?
13. Как определяется вес снаряда в условиях скважины?

Таблица 3.11

№ варианта	Режим работы	Положение (отсчет) стрелок C_B и C_H			
		C_B веса, тс	отсчет после включения МКН-1	C_H нагрузки, тс	отсчет после включения МКН-1
1	2	3	4	5	6
1	1	3		0,5	
2	1	1		1	
3	3	5		1	
4	2	4		0,5	
5	2	1		1,5	
6	1	2		1	
7	3	1		1,5	
8	1	0,5		0,5	
9	2	0,5		0,5	
10	2	0,5		1,5	
11	1	1,5		0,75	
12	2	6		0,75	
13	3	0,5		0,5	
14	1	4		1	
15	2	0,5		0	
16	1	0		0	
17	2	0		1,5	
18	3	1		1	
19	2	3		1,5	
20	1	7,5		0	
21	2	0		1,5	
22	2	6		0,5	
23	1	6		0,5	
24	3	6		0,5	
25	2	1		1	

1. Раскрыть сущность понятия – «запоминание» веса снаряда.
2. Пояснить смысл выражения: «аппаратура автоматически решает уравнение $G_{OC} = G_{CH} - G_{KP}$ ».
3. Порядок работы с аппаратурой при СПО.
4. Конструкция бумажного носителя информации.
5. В каких случаях запись на диаграммном круге при бурении будет на уровне (ниже, выше) записи спуска последней свечи?
6. Тренировочные задания (табл. 3.11). Условия: гидравлический стенд выключен, устанавливается режим работы (1, 2 или 3) и положение стрелок C_B и C_H по заданному варианту; необходимо пояснить, на какой отсчет пойдут стрелки, проверить ответ, включив аппаратуру.

3.5.2. Измерители расхода жидкости

В бурении скважин используются расходомеры различного принципа работы: электромагнитные, обтекания, переменного перепада давления, тахометрические и др.

Большое применение в практике нашли *расходомеры обтекания*. У расходомеров обтекания введенное в поток тело (поплавок, диск, крыло, поршень, шар и т. п.) воспринимает динамическое давление обтекающего его потока и перемещается в зависимости от величины расхода.

По степени свободы тела расходомеры обтекания подразделяются на две группы: у одних обтекаемое тело свободно и перемещается вдоль оси датчика на величину, пропорциональную расходу; у других обтекаемое тело закреплено на оси, и мерой расхода является угол поворота.

К расходомерам первой группы относятся расходомеры *постоянного перепада давления*. К расходомерам второй группы относятся расходомеры с *поворотной лопастью*.

Лабораторная работа № 4

ПОПЛАВКОВЫЙ РАСХОДОМЕР-СИГНАЛИЗАТОР ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ПОСТОЯННОГО ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ РС-ТПУ

Целью работы является изучение расходомера промывочной жидкости постоянного перепада давления: назначение, устройство, принцип работы; правила эксплуатации; овладение методикой снятия характеристик, построения графика поправок; овладение методикой имитации работы датчика, например с целью настройки партии расходомеров при их изготовлении без прокачки жидкости. Данная методика (сама ее идея) может быть использована в практической деятельности при решении других вопросов.

Расходомер-сигнализатор РС-ТПУ предназначен для измерения расхода воды, глинистого раствора и подачи сигналов (световой и звуковой) при снижении расхода до аварийного значения. К расходомеру может быть подключен самописец.

Расходомер включают индуктивный датчик, измерительный пульт, самописец и сирену (звонок). На рис. 3.15 приведена схема датчика. Основными частями датчика является поплавок (1) и конусная

трубка (2). Конусная трубка и поплавок с сердечником являются первичным преобразователем датчика расхода. Струя протекающей среды через конусную трубку заставляет поплавок подниматься до тех пор, пока его эффективный вес $G_{ПЖ}$, т. е. вес поплавка в измеряемой среде с учетом действия архимедовой силы, не будет уравновешен разностью давлений $\Delta p = p_1 - p_2$, где p_1 и p_2 – давление, соответственно, снизу и сверху поплавка. Перепад давления Δp является постоянным и не зависит от величины расхода.

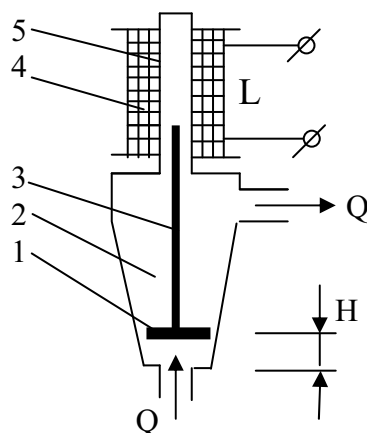


Рис. 3.15. Схема датчика расходомера РС-ТПУ

Высота подъема поплавка H пропорциональна расходу жидкости Q . Движение поплавка с помощью ферромагнитного штока (3), индуктивной (L) катушки (4), надетой на трубку (5) из ферромагнитного материала, и измерительной схемы преобразуется в электрический сигнал $U_{д}$, который пропорционален величине вхождения H сердечника в катушку, т. е. и расходу Q .

Электрическая часть датчика собрана по трансформаторной мостовой схеме L1–L2–W2а–2W2б (рис. 3.19).

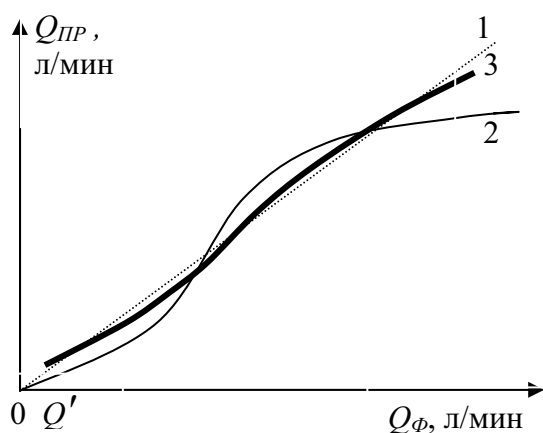


Рис. 3.16. Тарировочные графики расходомера РС-ТПУ:

- 1 – тарировочная (линейная зависимость),
- 2 – при одноконусной трубке датчика,
- 3 – при двухконусной трубке датчика с начальной цилиндрической частью

Зависимость сигнала датчика U_d от расхода Q при неизменной конусности трубки нелинейная. Характеристика расходомеров может быть улучшена при применении двухконусной трубки (рис. 3.16).

Конструкция датчика представлена на рис. 3.17.

На рис. 3.18 представлена блок-схема расходомера РС-ТПУ.

Расходомеры РС-ТПУ имеют двухконусную трубку с цилиндрической начальной частью, что позволяет максимально приблизить характеристику расходомера к линейной, т.е. добиться минимальной погрешности при равномерной градуировке шкалы прибора.

Основным недостатком расходомеров является необходимость внесения поправок в его показания при изменении удельного веса или вязкости среды. Поэтому в схему ставится переключатель с рядом резисторов (П1 – рис. 3.18, П_р – рис. 3.19) в положение, соответствующее плотности жидкости (шкала переключателя имеет оцифровку: 1; 1,05; 1,1; 1,2; 1,3 г/см³). С увеличением плотности жидкости в цепь вводится резистор с бóльшим сопротивлением.

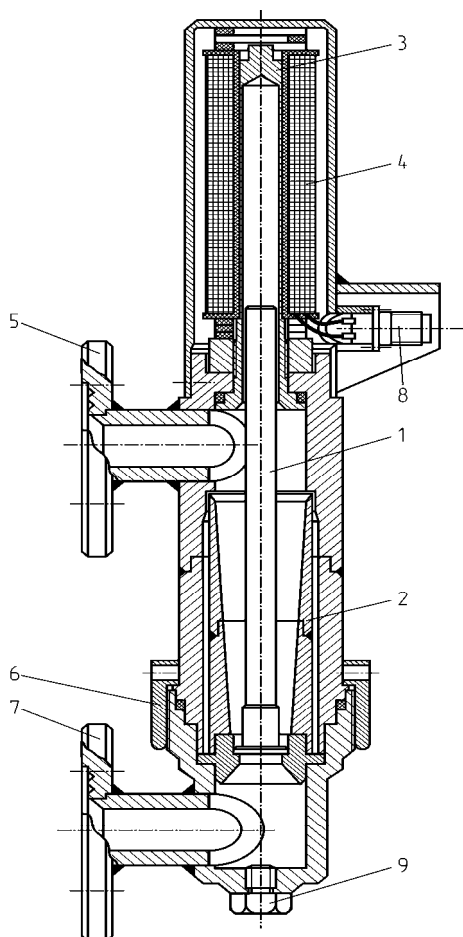


Рис. 3.17. Датчик расходомера РС-ТПУ:

- 1 – поплавок с ферромагнитным сердечником, 2 – двухконусная трубка,*
- 3 – цилиндр из неферромагнитной нержавеющей стали, 4 – индуктивная катушка, 5 – фланец для соединения с нагнетательным шлангом,*
- 6 – накидная гайка, 7 – фланец для соединения с выкидной линией насоса,*
- 8 – итпельный разъем, 9 – сливная пробка*

Усиленный сигнал датчика подается на регистратор Рег и через делитель напряжения (переключатель ПЗ) на электронное ЭР и элек-

троемеханическое Р реле. При снижении расхода до значения уставки и ниже срабатывают реле и включают световой и звуковой сигналы. При подаче сигналов выясняется причина и принимаются соответствующие меры.

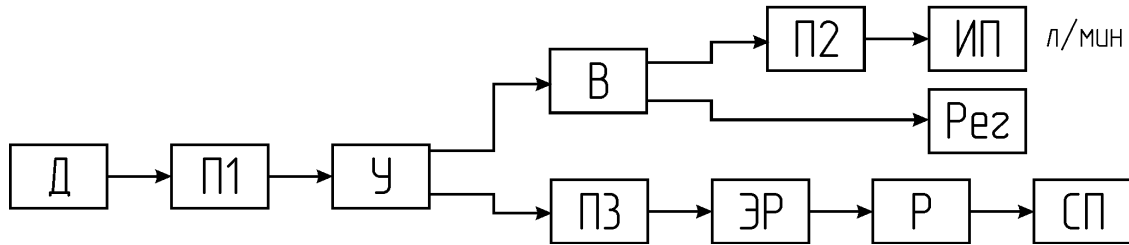


Рис. 3.18. Блок-схема расходомера РС-ТПУ:

Д – датчик, П1 – переключатель плотности жидкости, У – усилитель, В – выпрямитель, П2 – переключатель диапазонов, ИП – измерительный прибор, Рез – регистратор, П3 – переключатель сигнальных расходов, ЭР – электронное реле, Р – электромеханическое реле, СП – сигнальные приборы (звуковой и световой сигналы)

Техническая характеристика одного из типоразмеров расходомера РС-ТПУ приведена в табл. 3.11 (для сравнения даны также характеристики других расходомеров).

Гидравлическая схема стенда представлена на рис. 3.20.

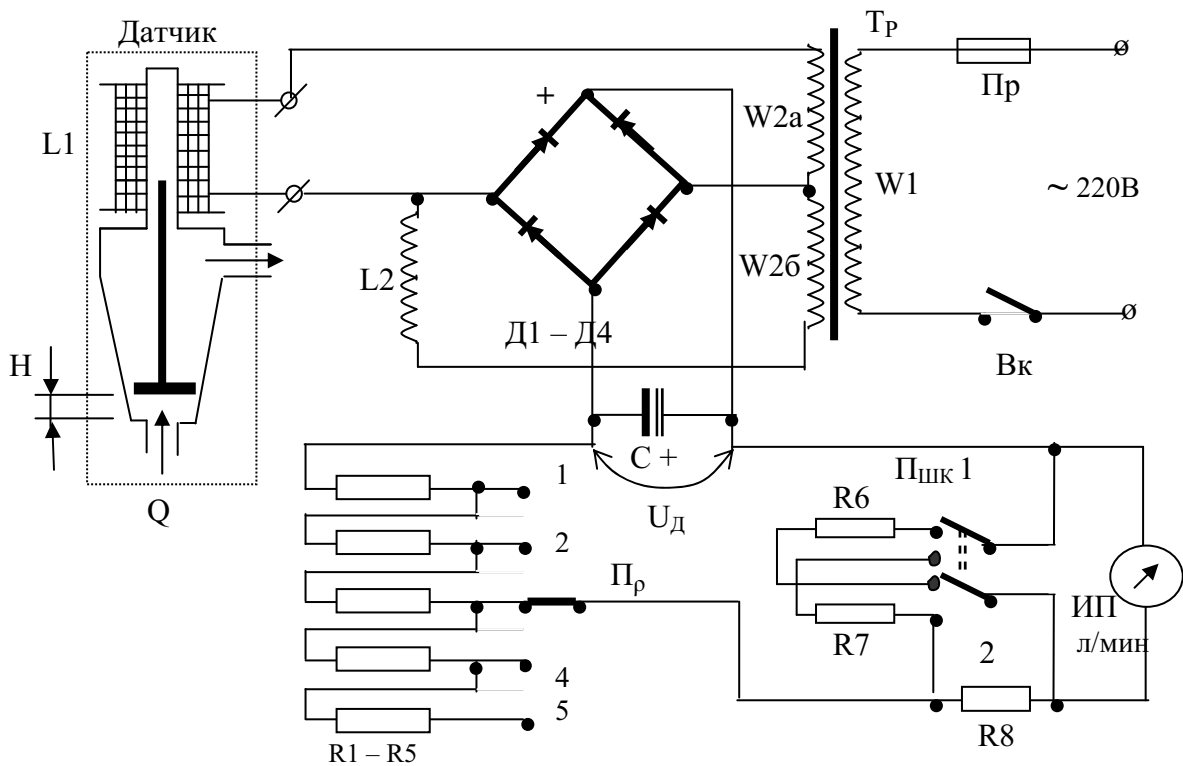


Рис. 3.19. Электрическая схема расходомера РС-ТПУ (измерительная часть)

Таблица 3.11

Техническая характеристика расходомеров

Параметры	Расходомеры			
	ЭМР-2	ЭМР-3	РПЛ-1	РС-ТПУ
Параметры промывочной жидкости:	0–150	0–150	0–150	0–150
диапазон измерения, л/мин	0–300	0–300	0–300	0–300
плотность, г/см ³			0,9–1,3	1–1,3
давление, МПа	0–10	0–10	0–6,3	0–10
температура, °С	0÷+40	0÷+40	0÷+40	0÷+40
Параметры источника питания: напряжение, В	380±76	380±76	380±76	220±44
частота тока, Гц	50±1	50±1	50±1	50±1
Потребляемая мощность, ВА	40	50	40	40
Предел основной приведенной погрешности, %	± 4	± 4	± 4	± 4
Дополнительная погрешность, %				
• при изменении напряжения питания на каждые 10 %	± 2	± 2	± 2	
• при изменении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от 20 °С	± 2	± 2	± 2	
Масса, кг: пульты	15	8	12	8
датчика	12	8	11	12

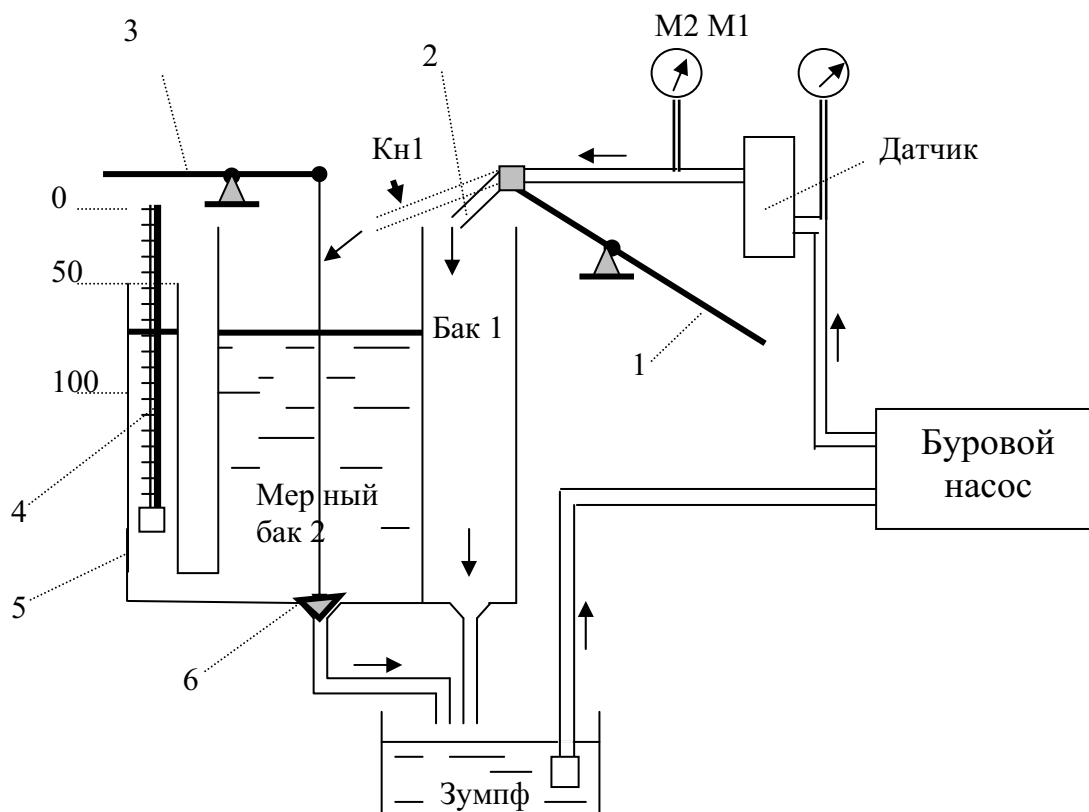


Рис. 3. Гидравлическая схема лабораторного стенда

В лабораторной работе для построения графика принимается пять значений (пять точек) производительности насоса НБЗ-120/40: 15, 19, 40, 70, 120 л/мин.

Жидкость из зумпфа буровым насосом прокачивается через датчик расходомера и, изливаясь из патрубка 2, поступает в мерную емкость 5, состоящую из двух отсеков. Из первого отсека, (бак 1), когда не производится замер расхода, жидкость сливается в зумпф. При замерах расхода патрубок 2 с помощью рычага 1 переводится в положение слива жидкости в мерный бак 2; клапан 6 при этом закрыт. По окончании замера патрубок 2 возвращается в первоначальное положение. Уровень жидкости в мерном баке 2 определяется по подъему поплавка с мерной шкалой, помещенного в сообщающуюся с отсеком трубу 4. После взятия отсчета (объема жидкости) с помощью рычага 3 открывается клапан 6, и жидкость из мерного бака 2 сливается в зумпф. Клапан 6 закрывается, мерный бак 2 готов к следующему замеру.

Одновременно с переборкой патрубка 2 осуществляется включение (выключение) электрического секундомера (кнопка Кн1).

Замерив объем жидкости и время, определяют производительность насоса Q .

Давление в гидросети и перепад давления на датчике контролируются с использованием манометров М1 и М2.

Электрическая схема стенда

Электрическая схема стенда включает пусковую аппаратуру бурового насоса, блок питания расходомера и электросекундомера и выносную кнопку Кн1, смонтированную на мерной емкости.

Задания и порядок выполнения работы

1. Проработать вопросы для самоподготовки.
2. Изучить принцип работы датчика, его конструкцию, электрическую схему расходомера, схему и конструкцию стенда.
3. Подготовить рабочее место. Заполнить зумпф промывочной жидкостью (водой). Произвести монтаж датчика с одноконусной трубкой (с центральным углом 6° или 8° – выдается преподавателем). Переключатель плотности жидкости Pr поставить в соответствующее положение.
4. Снять зависимость $Q_{ПР} = f(Q_{\Phi})$ – показания прибора в функции от фактического расхода. Построить усредненную линейную характеристику, и если она не совпадает с линейной градуировочной, изменить сопротивление измерительной цепи. Опыт повторить, добиваясь наложения линейной характеристики на градуировочную. Построить таблицу и график поправок. Определить максимальную абсолютную погрешность расходомера.

5. Снять и построить экспериментальную зависимость $Q_{ПР} = f(H)$ – показания прибора в функции от высоты подъема поплавка.

6. Графическим путем построить зависимость $H = f(Q_{Ф})$ – высота подъема поплавка в функции от фактического расхода, пользуясь характеристиками $Q_{ПР} = f(H)$ и $Q_{ПР} = f(Q_{Ф})$.

7. Демонтировать датчик, поставить двухконусную трубку (центральный угол 8° – для нижней части трубки и 6° – для верхней части) с начальной цилиндрической частью. Снять и построить зависимость $Q_{ПР} = f(Q_{Ф})$, сделать выводы: сравнить с данными экспериментов с одноконусной трубкой.

8. Провести наблюдения за показаниями манометров М1 и М2 при различных расходах жидкости, убедиться, что перепад давления на датчике постоянен.

Методические указания к выполнению работы

1, 2. Пункты 1, 2 выполняется с использованием данного пособия.
3. Заполнить зумпф промывочной жидкостью. При монтаже датчика ставить прокладки, плотно затягивать резьбовые соединения.

4. Снятие зависимости $Q_{ПР} = f(Q_{Ф})$ производится следующим образом. Запускается насос последовательно на 1-й, 2-й, 3-й, 4-й и 5-й скоростях и после установления неизменного отсчета по прибору поток жидкости переключается в мерный бак (автоматически включается электросекундомер). При малых расходах (до 40 л/мин) продолжительность опыта рекомендуется 2 мин, при больших – 1 мин. Результаты опытов свести в табл. 3.12.

Таблица 3.12

Отсчет $Q_{ПР}$, л/мин								
Объем жидкости в баке, л	$V_{нач}$							
	$V_{кон}$							
	V							
Время, с/мин	/	/	/	/	/	/	/	/
Производительность $Q_{Ф}$, л/мин								

По данным табл. 3.12 построить зависимость $Q_{ПР} = f(Q_{Ф})$, усредненную линейную зависимость, и если она не накладывается на линейную градуировочную, изменить сопротивление измерительной цепи: увеличить (если характеристику нужно опустить) или уменьшить (если характеристику нужно поднять), опыт повторить. Характеристику $Q_{ПР} = f(Q_{Ф})$ показать на рис. 3.21. По тарировочной характеристике и $Q_{ПР} = f(Q_{Ф})$ составляется таблица поправок (табл. 3.13) и строится график поправок – рис. 3.22.

Определяется максимальная абсолютная погрешность расходомера.

5. Для построения зависимости $Q_{ПР} = f(H)$ необходимо отвинтить сливную пробку датчика, ввести измерительную линейку в датчик до упора в поплавок, взять по линейке «нулевой» отсчет, приподнимать линейкой поплавок на 5, 10, 15 мм и т. д. с одновременным взятием отсчетов по прибору. Данные опыта занести в табл. 3.14.

Таблица 3.13

$Q_{ПР}$, л/мин										
ΔQ , л/мин										

Таблица 3.14

Высота подъема поплавка H , мм	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65
Отсчет $Q_{ПР}$, л/мин													

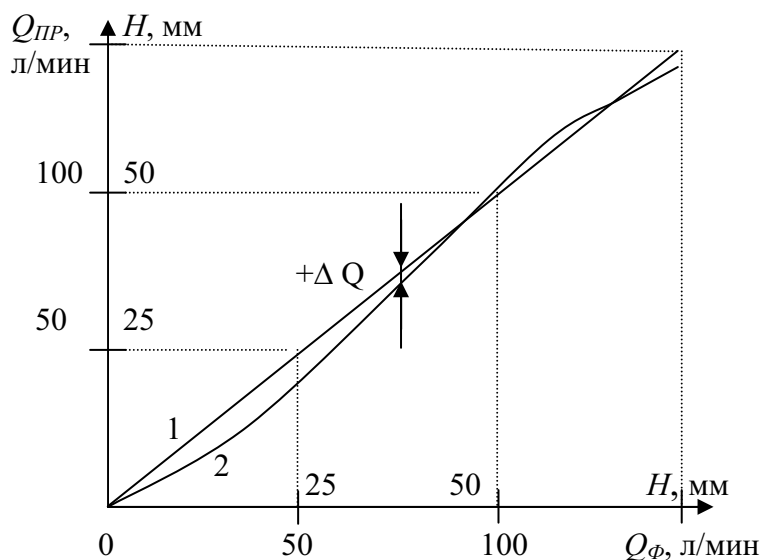


Рис. 3.21. Характеристики датчика расходомера:
1 – тарифовочная, 2 – $Q_{ПР} = f(Q_{Ф})$

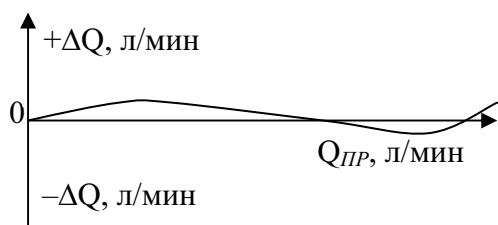


Рис. 3.22. График поправок

По данным табл. 3.14 построить зависимость $Q_{ПР} = f(H)$ – показать на рис. 3.21 (здесь H берется по горизонтальной оси).

6. Знание зависимости высоты подъема поплавка от фактического расхода жидкости $H = f(Q_{\phi})$ может быть использовано, например, при настройке схемы расходомера без прокачки жидкости (настройка партии расходомеров при их изготовлении). Графическое построение зависимости $H = f(Q_{\phi})$ производится на рис. 3.23 (здесь H берется по вертикальной оси); методика построения (рис. 3.23) заключается в следующем. Для произвольного значения фактического расхода $Q_{\phi 1}$ по характеристике $Q_{\text{ПР}} = f(Q_{\phi})$ находится показание прибора $Q_{\text{ПР}1}$, для которого по характеристике $Q_{\text{ПР}} = f(H)$ находится высота подъема поплавка H_1 . И так находится ряд точек, по которым строится характеристика $H = f(Q_{\phi})$.

7. Для выполнения задания необходимо разобрать датчик и поставить двухконусную трубку с цилиндрической начальной (нижней) частью. В остальном методика выполнения задания аналогична методике по п. 3. Характеристику $Q_{\text{ПР}} = f(Q_{\phi})$ наложить на характеристику расходомера при одноконусной трубке, сделать выводы.

8. По п. 8 сделать выводы.

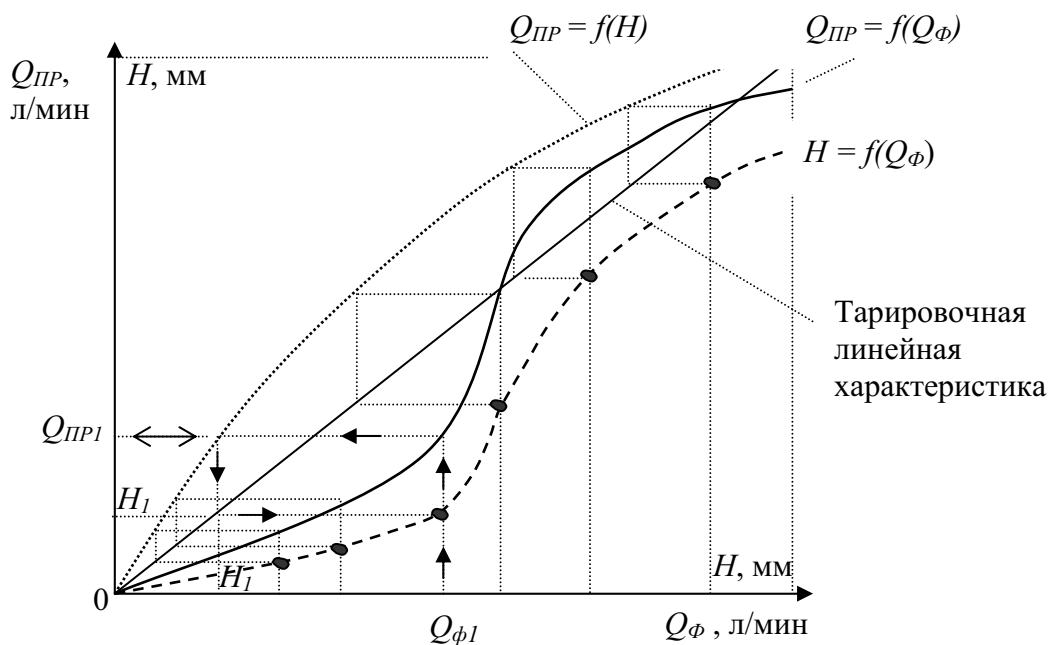


Рис. 3.23. Схема построения характеристики $H = f(Q_{\phi})$

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Краткая теоретическая часть.
3. Принципиальная электрическая схема расходомера и гидравлическая схема стенда.
4. Таблицы экспериментальных данных. Графики.
5. Выводы.

Вопросы для самоподготовки

1. Зарисовать структурную схему датчика и пояснить работу преобразователей.
2. Принцип работы поплавкового датчика расхода жидкости постоянного перепада давления.
3. Как учитывается плотность промывочной жидкости?
4. Конструктивные способы спрямления характеристики расходомера РС-ТПУ.
5. Почему цилиндр датчика изготавливается из неферромагнитного материала (неферромагнитной нержавеющей стали)?
6. Методика проведения эксперимента по снятию зависимости $Q_{ПП} = f(Q_{\Phi})$.
7. Методика снятия зависимости $Q_{ПП} = f(H)$.
8. Методика построения зависимости $H = f(Q_{\Phi})$.
9. Как строится таблица и график поправок?
10. Какую роль играет расходомер в оптимизации технологического процесса?

3.5.3. Измерители давления промывочной жидкости

Правильное назначение и контроль за расходом и давлением промывочной жидкости в процессе бурения являются важным фактором успешного проведения скважин. Применение расходомеров позволяет грамотно назначать режим промывки при работе с любым ПРИ.

Одновременное наблюдение за показаниями расходомера и измерителя давления позволяет получать важную информацию о процессе бурения и работе насоса. Например, внезапный рост расхода при одновременном падении давления (при использовании регулировочного крана) может служить сигналом обрыва бурильных труб; позволяет избегать прижогов ПРИ и прихватов инструмента и т.д.

В бурении скважин наиболее часто применяются пружинные и электрические (с магнитоупругим преобразователем) манометры.

Представителем электрических манометров, применяемых в бурении скважин, является магнитоупругий (с магнитоупругим преобразователем) манометр МИД – магнитоупругий измеритель давления.

Лабораторная работа № 5 МАГНИТОУПРУГИЙ ИЗМЕРИТЕЛЬ ДАВЛЕНИЯ МИД

Цель работы заключается в изучении магнитоупругого измерителя давления, уяснении принципа работы преобразователя (датчика), снятии характеристик, в получении навыков по обслуживанию аппаратуры.

Измеритель давления МИД предназначен для непрерывного визуального контроля давления промывочной жидкости.

Магнитоупругий измеритель давления выпускается в двух модификациях – МИД-1 и МИД-1а. Различие в модификациях измерителей заключается в источнике питания.

Техническая характеристика МИД

	МИД-1	МИД-1а
Характеристика источника питания:		
напряжение, В	380 ± 76	36 ± 7
частота, Гц		50
потребляемая мощность, ВА	6	1
Пределы измерения, МПа	0–5	0–10
Допускаемая основная погрешность, %	± 4	
Допускаемая гидравлическая перегрузка датчика, %	100	
Условия эксплуатации:		
температура окружающего воздуха, °С	– 30 ÷ + 50	
относительная влажность, %	до 95	
Дополнительная погрешность измерения:		
от изменения температуры окружающего воздуха на каждые 10 °С, %	± 1,5	
от колебания напряжения питания, %	± 1,5	± 4,0

Измеритель давления включает датчик и пульт.

Принцип работы магнитоупругого датчика заключается в следующем: измеряемое давление p преобразуется в пропорциональную силу F :

$$F = p \cdot S, \quad (3.18)$$

где S – площадь дна сильфона, воспринимающего давление промывочной жидкости в напорной магистрали и передающего усилие на магнитоупругий датчик.

На рис. 3.24 приведена дифференциально-трансформаторная схема включения датчика. В датчике катушки попарно выполнены идентичными.

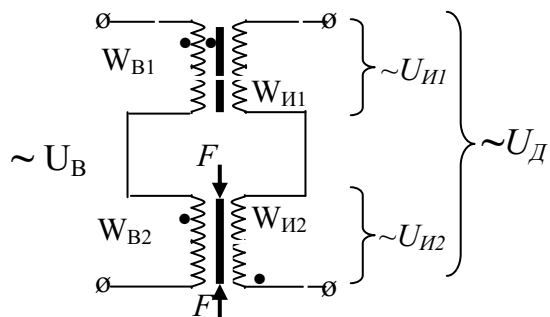


Рис. 3.24. Дифференциально-трансформаторная схема включения магнитоупругого датчика давления

Усилие F прикладывается к магнитопроводу одной пары катушек, изменяя его магнитную проницаемость. Вторичные измерительные обмотки $W_{И1}$ и $W_{И2}$ соединены последовательно и встречно, поэтому при $F = 0$ $U_{Д} = U_{И1} - U_{И2} = 0$. При приложении усилия F напряжение $\sim U_{В}$ перераспределяется между первичными обмотками W_{B1} и W_{B2} , соответственно изменяются и напряжения на вторичных измерительных обмотках, разность этих напряжений и есть сигнал датчика $U_{Д}$, пропорциональный усилию F , т.е. и измеряемой величине p . Данные пояснения показаны графически на рис. 3.25.

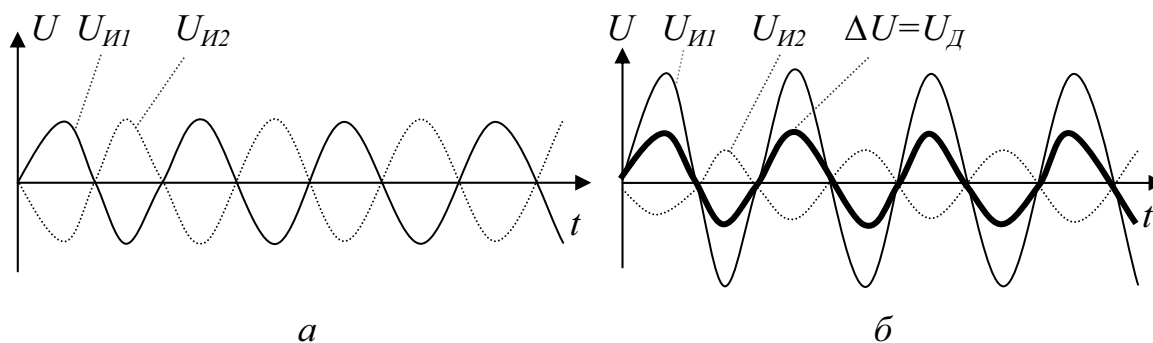


Рис. 3.25. Схема работы датчика давления:

a – напряжения при нулевом давлении, *б* – напряжения при давлении в напорной магистрали

Принципиальная электрическая схема измерителя МИД-1 показана на рис. 3.26. Электрический сигнал от датчика D подается через выпрямитель $D1-D4$ на измерительный прибор (ИП) $M325$.

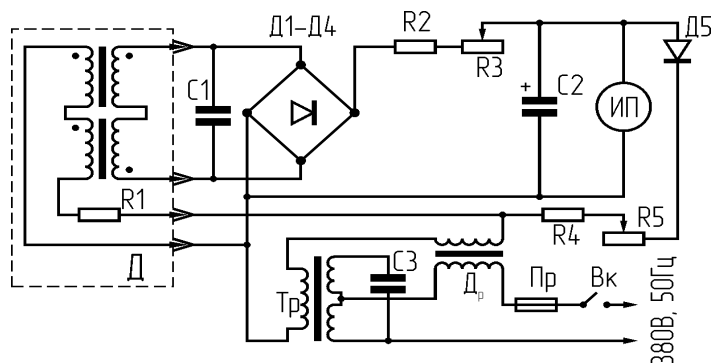


Рис. 3.26. Принципиальная электрическая схема магнитоупругого измерителя давления (МИД)

Схема измерителя МИД-1 включает феррорезонансный стабилизатор напряжения. В МИД-1а стабилизатора напряжения нет.

Магнитоупругий датчик давления (рис. 3.27) с помощью тройника 11 устанавливается в напорную магистраль бурового насоса и закрепляется гайкой (10). Давление в напорной магистрали p воздействует на дно сильфона (1) ($F = pS$), прижатого к торцу чувствительного (магнитоупругого) элемента (2). Элемент (2) является измерительным, элемент (3) – компенсационным. Измерительные катушки (8 – «чисто» измерительная и 4 – компенсационная) размещены внутри магнитопроводов (6) и (9), соединены между собой последовательно и встречно и подключены к штепсельному разъему (7).

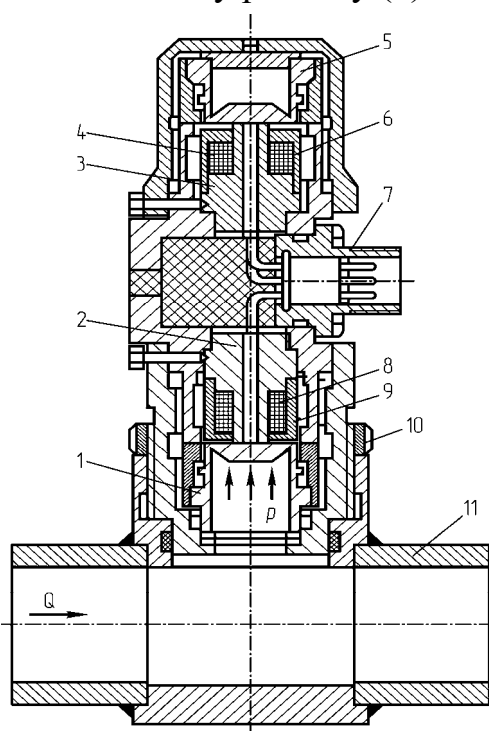


Рис. 3.27. Датчик давления (ДД):
 1 – сильфон; 2 – чувствительный элемент;
 3 – компенсационный элемент;
 4 – катушка; 5 – сильфон; 6 – магнито-трод; 7 – штепсельный разъем; 8 – катушка;
 9 – магнитопровод; 10 – гайка; 11 – тройник

В настоящей лабораторной работе используется датчик от измерителя МИД-1, входящего в комплект аппаратуры КУРС-411.

Задания и порядок выполнения работы

1. Проработать вопросы для самоподготовки. Изучить схему, конструкцию датчика давления, его принцип работы и монтаж. Изучить электрическую схему измерителя МИД-1.

2. Подготовить рабочее место: заполнить зумпф промывочной жидкостью (водой); проверить работу образцового манометра.

3. Снять характеристику $p_{ПР} = f(p_M)$ – показания прибора в функции от действительного значения давления 4. Составить таблицу и построить шкалу поправок $\Delta p = f(p_{ПР})$.

5. Замерить давление в нагнетательной линии при изменении расхода промывочной жидкости, построить график $p_{ПР} = f(Q)$.

Методические указания на выполнение работы

1. Принципиальная электрическая схема, принцип работы измерителя давления МИД-1, конструкция датчика, схема стенда (рис. 3.28) изучаются по натурным образцам и по настоящему пособию.

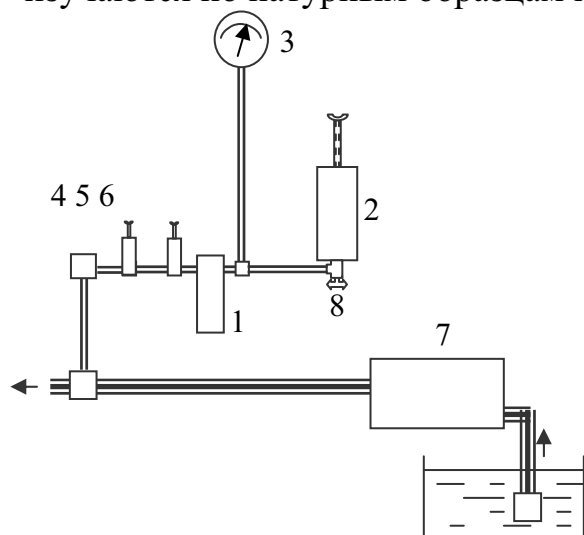


Рис. 3.28. Схема лабораторного стенда:
1 – датчик давления ДД, 2 – пресс-бачок от индикатора ГИВ-6, 3 – манометр, 4 – маслоотделитель, 5 – вентиль В1, 6 – вентиль В2, 7 – буровой насос, 8 – вентиль пресс-бачка

2. Заполнить емкость промывочной жидкостью (водой).
3. Подготовить к работе датчик и образцовый манометр, для этого:
 - открыть вентиль (5) (соединяет трубку с атмосферой, но не перекрывает трубку), открыть вентиль (6) (перекрывает трубку) и вентиль пресс-бачка;
 - с помощью пресс-бачка прокачать систему до выхода из вентиля (5) струйки масла без пузырьков воздуха;
 - закрыть вентили (5) и (6);
 - отвернуть на 1,5–2,0 оборота накидную гайку у манометра, с помощью пресс-бачка вытеснить воздух из трубки (до излива 1–2 мл масла), затянуть гайку;
 - закрыть вентиль пресс-бачка.
4. С помощью пресс-бачка при открытом его вентиле создается давление в сети датчика, снимаются отсчеты p_M по образцовому манометру (показания принимаются за действительные) и $p_{ПР}$ по прибору КУРС-411 и заносятся в табл. 3.15 (не менее 10 отсчетов). Снять давление в сети, закрыть вентиль пресс-бачка. По данным табл. 6.25 строится характеристика измерителя (рис. 6.34).
5. На основании характеристики (рис. 3.29) составляется табл. 3.16 и шкала поправок. Определение поправок ясно из рис. 3.30 .

Таблица 3.15

Параметры	Значения параметров												
$p_{ПР}$, кгс/см ²													
p_M , кгс/см ²													

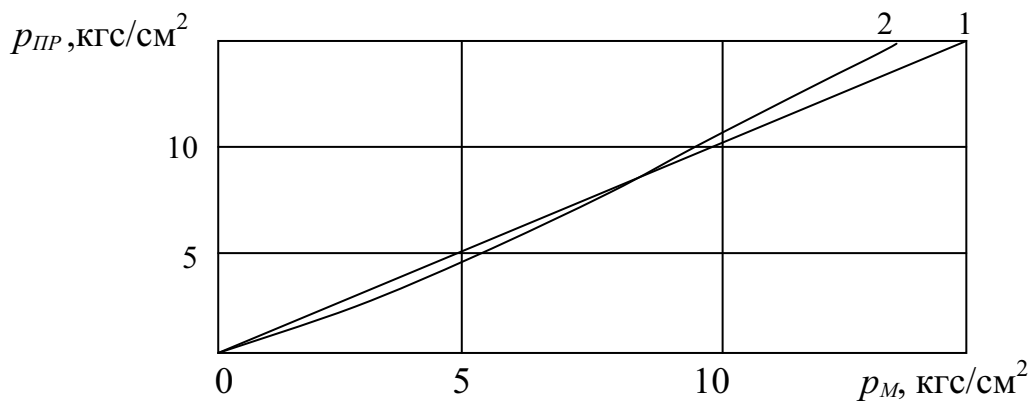


Рис. 3.29. Характеристика датчика давления:
1 – тарировочная, 2 – $p_{ПР} = f(p_M)$

Таблица 3.16

$p_{ПР}$, кгс/см ²													
Δp , кгс/см ²													

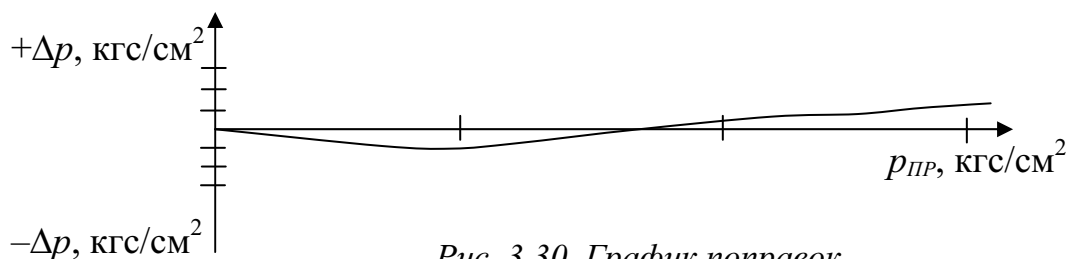


Рис. 3.30. График поправок

6. При неизменной характеристике гидравлической сети (в колонковой трубе выше коронки ставится пробка с отверстием $\varnothing 12$ мм, колонковая труба спускается в лабораторную скважину) для 3-х значений расхода промывочной жидкости замерить значения давления $p_{ПР}$ в гидравлической сети. Эксперимент проводится при открытом вентиле (6) и закрытых вентиле (5) и вентиле (8) пресс-бачка. Значения расхода принимаются по паспорту насоса. Значения расхода и давления привести в отчете в табличной форме (табл. 3.17).

Таблица 3.17

Расход Q , л/мин			
Давление $p_{ПР}$, кгс/см ²			

По данным табл. 3.17 построить график $p_{\text{ПР}} = f(Q)$. Сделать вывод о характере изменения давления от расхода при неизменной характеристике гидравлической сети.

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Краткая теоретическая часть.
3. Принципиальная электрическая схема измерителя давления МИД-1.
4. Таблицы расчетных и опытных данных. Графики.
5. Выводы.

Вопросы для самоподготовки

1. Принцип работы датчика давления (ДД), зарисовать структурную схему датчика и пояснить работу преобразователей.
2. Принципиальная электрическая схема измерительной части МИД.
3. Порядок работы по снятию характеристики $p_{\text{ПР}} = f(p_M)$.
4. Как строится таблица и шкала поправок и как ими пользоваться?
5. Какова максимальная абсолютная погрешность прибора?
6. Что такое относительная погрешность прибора?
7. Дополнительные погрешности аппаратуры МИД.

3.5.4. Измерители и ограничители крутящего момента

Крутящий момент является важным параметром процесса бурения. Контроль крутящего момента на шпинделе (роторе) бурового станка дает возможность контролировать загрузку бурового инструмента в наиболее опасном верхнем сечении; судить о загрузке бурового станка и его привода, о состоянии скважины (зашламование, вывалы), о резких искривлениях ствола, о смене пород, о степени износа ПРИ. Знание крутящего момента и применение ограничителей крутящего момента позволяет избежать ряд осложнений и аварий в процессе бурения.

Съем сигнала, пропорционального крутящему моменту, может быть осуществлен со звеньев в цепи силовой передачи (валов, шестерен, муфт, цепных передач, бурового инструмента) или крутящий момент может быть определен, исходя из потребляемой мощности или мощности на его валу.

При использовании асинхронного привода и жесткой кинематической цепи крутящий момент M может быть определен косвенным путем по величине потребляемой электродвигателем активной мощности $N_{\text{акт}}$ в соответствии с формулой

$$M = \frac{N_{\text{акт}}}{n}, \quad (3.19)$$

$$N_{\text{акт}} = 3 \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi, \quad (3.20)$$

где M – крутящий момент, кН·м; $N_{\text{акт}}$ – активная мощность, кВт; n – частота оборотов в мин.

Для измерения крутящего момента на шпинделе (считая электродвигатель симметричной нагрузкой) требуются датчик напряжения и датчик тока, включенные в одну из фаз электродвигателя; необходимо учесть конкретные частоты вращения шпинделя и затраты мощности для приведения в действие силовой кинематики самого станка (затраты мощности на холостое вращение). Данный принцип измерения возможно использовать и для определения усилия на крюке при выполнении грузовых операций, введя другой масштабный коэффициент.

Описанный принцип измерения крутящего момента на шпинделе при бурении и усилия на крюке талевой системы при СПО используется в аппаратуре ОМ40.

Лабораторная работа № 6 ИЗМЕРИТЕЛЬ И АВТОМАТИЧЕСКИЙ ОГРАНИЧИТЕЛЬ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА ОМ40

Целью работы является изучение принципиальной электрической схемы аппаратуры: назначение, устройство, принцип работы; изучение правил монтажа и демонтажа, правил эксплуатации, приобретение навыков практической работы с аппаратурой; овладение методикой снятия характеристик.

Аппаратура ОМ40 предназначена для оснащения станков ЗИФ-650М и ЗИФ-1200 с приводом от асинхронного электродвигателя и имеющих ступенчатую коробку перемены передач.

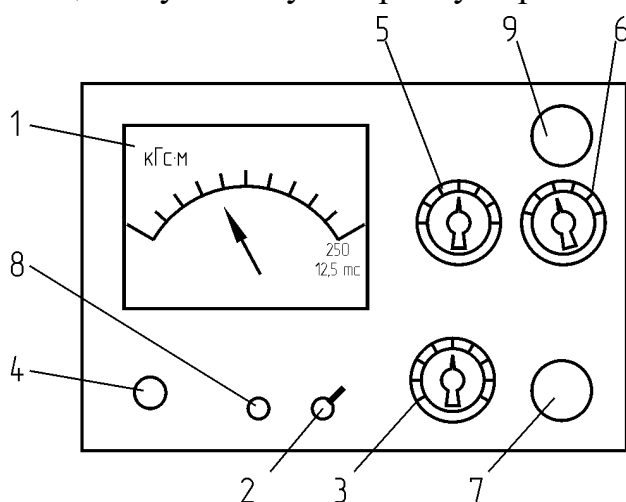


Рис. 3.31. Лицевая панель
ОМ40

На лицевой панели прибора расположены (рис. 3.31): 1 – измерительный прибор ИП, 2 – переключатель П2 (момент-нагрузка – «250 кг·м – 25(12.5) тс»), 3 – переключатель П1 (скорость вращения шпинделя

станка – «об/мин»), 4 – ручка «Уст. нуля», 5 – переключатель уставок ПЗ сигнализации («перегрузка»), 6 – переключатель уставок П4 автоматического ограничения («ограничение»), 7 – кнопка возврата автоматики в исходное положение («съем»), 8 – лампа-индикатор включения прибора, 9 – световое табло (лампа СЛ) работы автоматики.

На правой боковой стенке корпуса прибора расположены два предохранителя и выключатель прибора. На нижней стенке прибора расположены разъем для подключения кабеля питания прибора, а также шпилька для защитного заземления корпуса прибора.

Аппаратура ОМ40 обеспечивает:

при бурении

- измерение крутящего момента на шпинделе,
- световую предупредительную (мигающую) сигнализацию при перегрузке (первая ступень защиты),
- автоматическое ограничение крутящего момента путем отключения электродвигателя станка (вторая ступень защиты);

при подъеме снаряда из скважины

- измерение усилия на крюке,
- световую сигнализацию при перегрузке талевой системы (первая ступень защиты),
- автоматическое ограничение усилия (вторая ступень защиты).

Техническая характеристика ОМ40

Диапазон измерения крутящего момента на шпинделе, кН·м	0–2,5
Диапазон измерения усилия на крюке (кН) для талевой системы при оснастке: 2 × 3	0–250
1 × 2	0–125
0 × 1	0–62.5
Уставки сигнализации «перегрузка», кН·м:	
при бурении	0.25, 0.50, 0.75, 1.00, 1.25, 1.50
при подъеме снаряда	2.5, 5.0, 7.5, 10.0, 12.5, 15.0
Уставки автоматики «ограничение», кН·м	0.75, 1.00, 1.50, 2.00, 2.50
Пределы основной погрешности от верхних пределов измерения по всем параметрам и уставкам, %	± 4
Дополнительная погрешность, %:	
при изменении напряжения питания на каждые 10 %	± 2
при изменении температуры окружающей среды от значения 20 °С на каждые 10 °С	± 2
Источник питания	(380 ± 76) В, (50 ± 1) Гц
Масса пульта, кг	15

Формула (3.19) относительно крутящего момента на шпинделе M (кгс·м) и усилия на крюке $G_{кр}$ (тс) записывается в следующем виде:

$$M = K_1 \cdot (N_{акт} / n), \quad G_{кр} = K_2 \cdot (N_{акт} / n), \quad (3.21)$$

где $N_{акт}$ – активная мощность, Вт; n – частота вращения по паспорту бурового станка, установленная для бурения (частота вращения шпинделя) или для подъема инструмента, об/мин; K_1 и K_2 – коэффициенты пропорциональности: $K_1 = 44,053$; $K_2 = 1,580$ – для станков типа ЗИФ-1200 (кроме ЗИФ-1200 МР); $K_2 = 2,049$ – для станка ЗИФ-1200 МР, $K_2 = 4,587$ – для станка ЗИФ-650 М.

На рис. 3.32 приведена структурная схема ОМ40. Схему прибора по выполняемым функциям можно разделить на отдельные блоки: измерительный блок, блок сигнализации перегрузки, блок автоматического ограничения, блок питания.

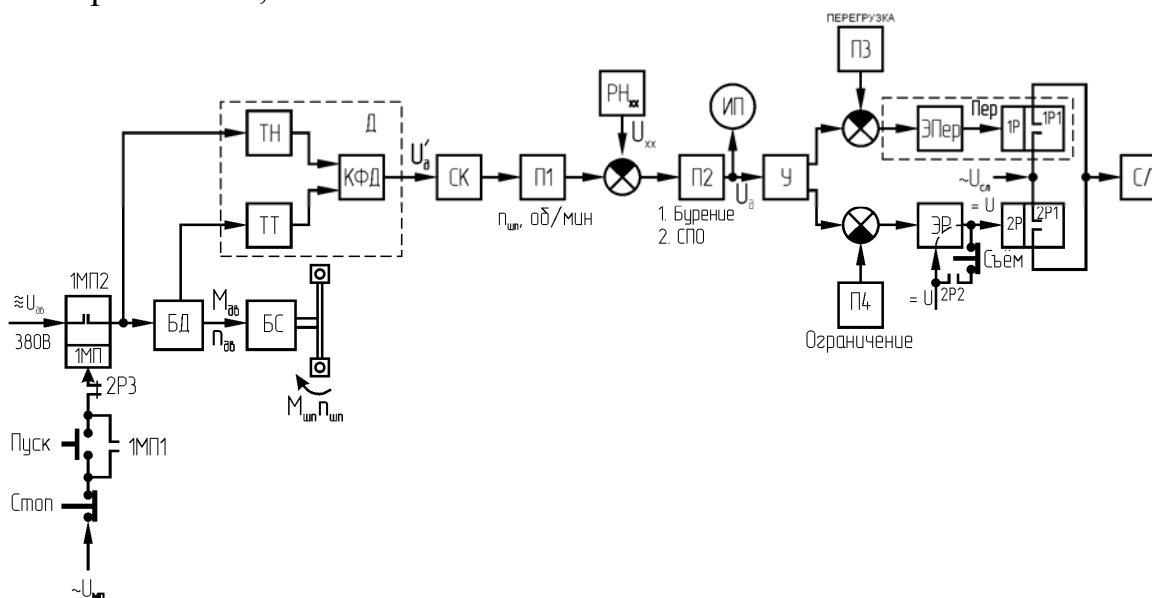


Рис. 3.32. Структурная схема ОМ40 (второй вариант)

с элементами управления двигателем бурового станка:

- ТН – трансформатор напряжения, ТТ – трансформатор тока, КФД – квадратичный фазовый детектор, Д – датчик, СК – согласующий каскад, П₁, П₂ – переключатели, РН_{хх} – регулятор напряжения холостого хода, ИП – измерительный прибор, У – усилитель, П₃, П₄ – переключатели уставок, 1Р, 2Р – электромагнитные реле, ЭР – электронное реле, СЛ – сигнальная лампа, Пер – переключатель мигающего света лампы СЛ, ЭПер – электронная часть переключателя, $U_{хх}$ – регулируемое напряжение компенсации сигнала датчика при холостом вращении шпинделя (установка нуля), $U'д$ – выходное напряжение датчика, пропорциональное крутящему моменту на шпинделе при бурении $M_{шт}$ или усилию на крюке при СПО, МП – магнитный пускатель, БД – буровой двигатель, БС – буровой станок, $U_{об}$ – напряжение питания электродвигателя бурового станка, $U_{шт}$ – напряжение питания обмотки пускателя, $M_{об}$, $n_{об}$ – крутящий момент и частота оборотов вала БД, $M_{шт}$, $n_{шт}$ – крутящий момент и частота оборотов шпинделя БС

Измерительный блок предназначен для преобразования измеряемых величин фазного напряжения и фазного тока электродвигателя в напряжение постоянного тока, пропорциональное величине крутящего момента на шпинделе бурового станка. В измерительный блок входят:

1) внешний измерительный трансформатор тока ТТ, служащий для преобразования значения тока, протекающего в одной из фаз статора асинхронного электродвигателя;

2) квадратичный фазочувствительный детектор КФД, служащий для получения сигнала постоянного тока, пропорционального активной мощности, потребляемой электродвигателем станка из сети;

3) устройство компенсации потерь мощности холостого хода $P_{H_{xx}}$ электродвигателя и потерь в редукторе бурового станка и переключатель частоты оборотов шпинделя П1, служащие для получения сигнала, пропорционального крутящему моменту на шпинделе бурового станка;

4) измерительный показывающий прибор ИП.

Трансформатор напряжения (ТН) включен на то же фазное напряжение (фаза-нуль звезды статора электродвигателя станка) переменного тока, что и измерительный трансформатор тока (ТТ).

Выходной сигнал детектора $U'd$, пропорциональный значению активной мощности, подается на базу транзистора согласующего каскада СК, который служит для согласования выходного сопротивления детектора с сопротивлением измерительного прибора.

При неизменном значении момента $M_{шп}$ увеличение частоты вращения шпинделя бурового станка ведет к увеличению потребляемой электродвигателем активной мощности, возрастает и напряжение на входе СК. Чтобы сохранить неизменным диапазон измерения, при изменении частоты вращения шпинделя, переключатель П1 переводится в соответствующее положение (на пульте переключатель П1 имеет шкалу частот вращения шпинделя; для ЗИФ-650 М, например 87, 118, 188, 254, 340, 460, 576, 800 об/мин), и сигнал делится таким образом, что при одном и том же значении крутящего момента на любой частоте вращения на измерительный прибор подается одно и то же напряжение.

Входной сигнал, соответствующий моменту холостого вращения шпинделя бурового станка, компенсируется напряжением U_{xx} .

Для оценки нагрузки на крюке талевой системы, в процессе подъема бурового инструмента, переключатель П2 переводится из положения «250 кгс·м» в положение «25(12.5 тс)» (в других исполнениях прибора «кгс·м» – «тс»). Верхний предел измерения прибора ИП становится при этом равным 25 тс – при четырехструнной талевой оснастке или 12.5 тс – при двухструнной оснастке.

Блок сигнализации перегрузки осуществляет сравнение сигнала, поступающего от измерительного блока с сигналом уставки, задаваемым переключателем ПЗ («перегрузка»). При превышении сигнала величины уставки, включается световая мигающая сигнализация (работа реле 1Р на срабатывание и отпускание: контакт 1Р1 включает и выключает питание сигнальной лампы СЛ). Это происходит как при перегрузке по моменту во время процесса бурения, так и при перегрузке системы во время подъема бурового снаряда. При уменьшении момента ниже значения уставки схема возвращается в исходное положение.

Схема сигнализации перегрузки работает и при подъеме бурового снаряда. При переводе переключателя ПЗ в положение «25(12.5) тс» значения уставок сигнализации изменяются в соответствии с изменением предела измерения показывающего прибора ИП.

Блок автоматического ограничения момента осуществляет сравнение сигнала, поступающего от измерительного блока. Величина уставки «ограничение» определяется включением переключателя в соответствующее положение, например 1.5 кН·м (150 кг·м).

При превышении сигнала уставки срабатывает реле 2Р.

Контакт 2Р3 разрывает цепь питания катушки магнитного пускателя ПМ электродвигателя бурового станка, и электродвигатель отключается. Контакт 2Р1 включается на постоянное свечение лампы СЛ. Реле 2Р собственным контактом 2Р2 удерживается в сработавшем состоянии.

Возврат схемы автоматического ограничения момента в исходное положение осуществляется при нажатии на кнопку Кн – «съём» (размыкание цепи питания реле 2Р; кнопка Кн включена последовательно с контактом 2Р2). Возврат схемы в исходное положение возможен только после снижения крутящего момента до нормального уровня (ниже значения уставки).

При переводе переключателя П2 «момент – вес» в положение «25(12.5) тс» срабатывание схемы ограничения происходит при достижении стрелкой ИП деления 200, что соответствует нагрузке порядка 5 тс на струну оснастки талевой системы и не зависит от положения переключателя П4.

Автоматическое ограничение по нагрузке на талевую систему введено для предотвращения аварийной нагрузки на буровую вышку и предотвращения обрыва каната.

При положении переключателя П2 «250 кг·м» (12.5 тс) и переводе переключателя П4 – «ограничение» в положение «откл.» – работа схемы ограничения крутящего момента блокируется.

Рассмотрим более детально работу электронной и электрической части аппаратуры (при этом используется серийный плакат – полная электрическая схема ОМ40).

Выходной сигнал U'_o квадратичного фазочувствительного детектора КФД (рис. 3.32), пропорциональный значению активной мощности, подается на базу транзистора Т1 (рис. 6.40). Эмиттерный повторитель на транзисторе Т1 служит для согласования выходного сопротивления КФД с сопротивлением измерительного прибора ИП (μA). Делитель напряжения R8 – R9 обеспечивает работу транзистора Т1 на линейном участке характеристики.

В цепь эмиттера транзистора Т1 включен регулировочный резистор R10. Напряжение, снимаемое с части резистора R10, подается на показывающий прибор ИП.

Регулированием R10 осуществляется калибровка показаний прибора ИП при наладке.

В цепь измерительного прибора включены добавочные резисторы R23 и R22.

Так как при одном и том же значении момента увеличение частоты вращения шпинделя бурового станка ведет к увеличению потребляемой электродвигателем активной мощности, то возрастает и напряжение на входе эмиттерного повторителя.

Чтобы сохранить неизменным диапазон измерения, при изменении частоты вращения шпинделя, переключатель В2 (переключатель П1 на рис. 3.32) переводится в соответствующее положение; сигнал, снимаемый с резистора R10, делится таким образом, чтобы при одном и том же значении крутящего момента на любой скорости вращения на измерительный прибор подавалось одно и то же напряжение.

При изменении положения переключателя В2 в цепь эмиттера транзистора Т1 вводится соответствующий делитель напряжения (R11 – R12 ... R18). Количество делителей и их параметры определяются типом бурового станка (число скоростей и их значение), для которого выпускается данный прибор.

Переменный резистор R19, ручка (4) которого выведена на лицевую панель пульта прибора ОМ40 (рис. 3.31), служит для установки нуля прибора при холостом вращении шпинделя станка. Напряжение, снимаемое с резистора R19, подается через резистор R20 на ИП встречно входному сигналу. Изменением положения ручки (4) «Уст. нуля» компенсируется входной сигнал датчика $U'_{д.хх}$, соответствующий моменту холостого вращения шпинделя бурового станка.

Для оценки нагрузки на крюке талевой системы, в процессе подъема бурового инструмента, переключатель В3 (рис. 3.33) переводится из

положения «250 кгс·м» в положение «25(12.5 тс)». Верхний предел измерения прибора ИП становится при этом равным 25 тс (при четырехструнной оснастке) или 12.5 тс (при двухструнной оснастке).

При переключении В3 (на рис. 3.32 обозначен как П2) в положение «25(12.5) тс» последовательно (параллельно) с резистором R22 включается масштабный резистор R21 (R57).

Блок сигнализации перегрузки (рис. 6.41, а) осуществляет сравнение сигнала U1, поступающего от измерительного блока, с сигналом уставки U2, задаваемым переключателем В4 («перегрузка») с делителя напряжения ДН2. При превышении сигналом величины, заданной уставкой, включается световая мигающая сигнализация (первая ступень

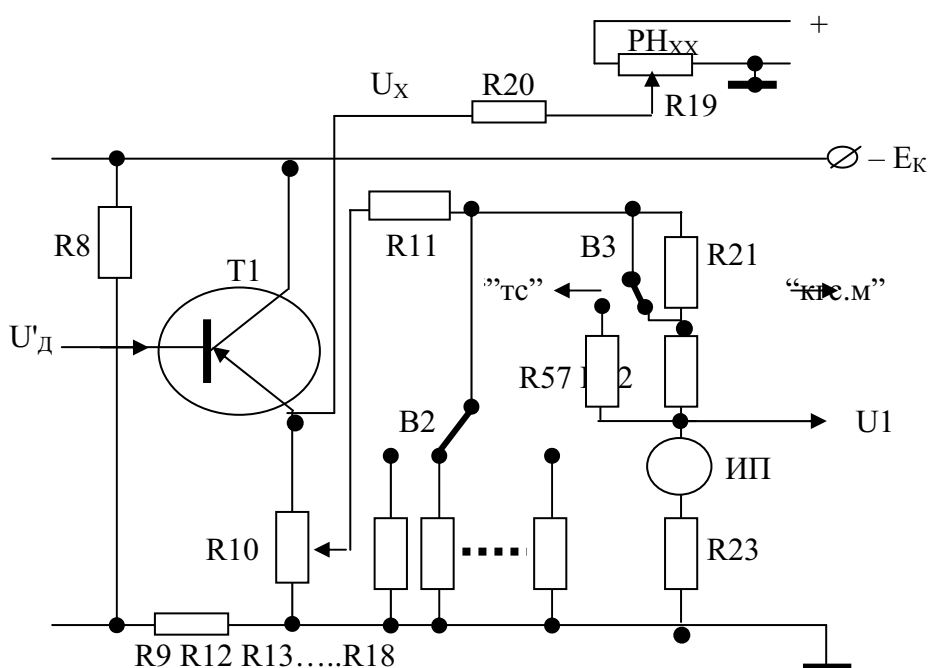


Рис. 3.33. Измерительная схема с предварительным усилителем сигнала датчика

защиты). Это происходит как при перегрузке по моменту во время процесса бурения, так и при перегрузке системы во время подъема бурового снаряда.

Рассмотрим это более подробно. При моменте, меньшем заданного уставкой U2, транзистор Т4 закрыт напряжением уставки U2, а транзистор Т3 – открыт. Когда сигнал U1, поданный на базу транзистора Т4, превысит сигнал уставки ($U1 > U2$), транзистор Т4 открывается, и реле 1Р срабатывает, контакты 1Р2 и 1Р3 замыкаются, а контакт 1Р1 – размыкается (рис. 3.34, а, б).

Загорается лампа СЛ. Конденсатор С2 разряжается через замкнувшийся контакт реле 1Р3 и резистор R25, транзистор Т3 закрывается. Ре-

ле 1P срабатывает на отпусkanie, лампа СЛ гаснет, конденсатор С2 заряжается через резистор R24 и контакт 1P1, транзистор Т3 открывается, и реле 1P вновь срабатывает.

При положении величины момента ниже значения уставки схема возвращается в исходное положение.

Резистор R26 и резистор R24 определяют время заряда и разряда конденсатора С2, а следовательно и период мигания лампы. Значения уставок схемы сигнализации перегрузки изменяются переключателем В4 («перегрузка») путем соответствующего включения делителя напряжения ДН2 (на рис. 3.32 обозначен как П3).

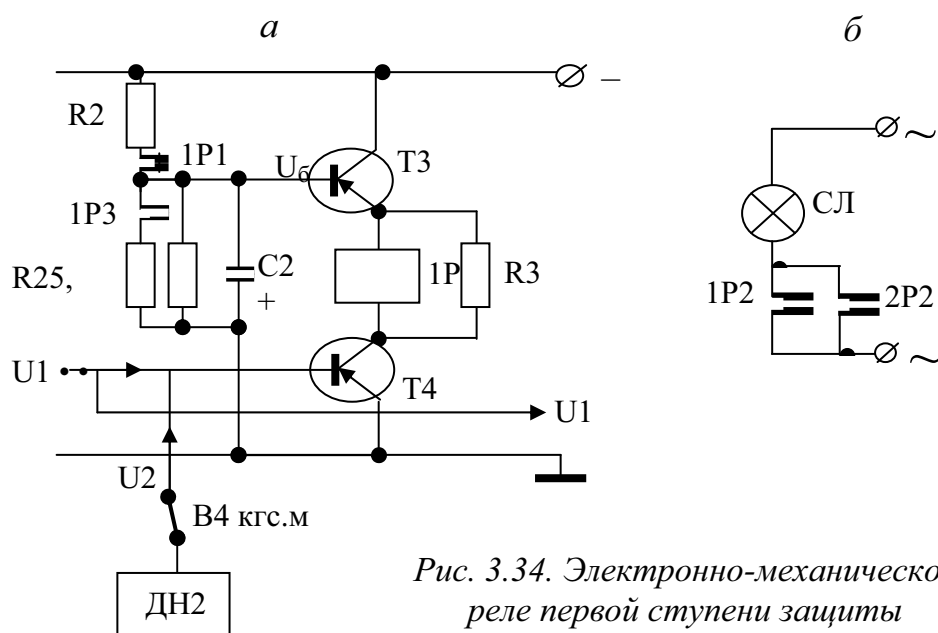


Рис. 3.34. Электронно-механическое реле первой ступени защиты

Схема сигнализации перегрузки работает и при подъеме бурового снаряда. При переводе переключателя В3 в положение «25(12.5) тс» значения уставок сигнализации изменяются в соответствии с изменением предела измерения показывающего прибора ИП.

Блок автоматического ограничения момента (рис. 3.35) осуществляет сравнение сигнала U1, поступающего от измерительного блока, с сигналом уставки U3, задаваемым переключателем В5 («ограничение») с делителя напряжения ДН3 (на рис. 3.32 обозначен как П4).

Величина уставки изменяется путем соответствующего включения делителя напряжения ДН3.

При превышении сигналом U1 величины, заданной уставкой, включается световая сигнализация (постоянное свечение сигнальной лампы СЛ), и отключается электродвигатель бурового станка.

Сигнал U1 подается на базу транзистора Т5 электронного реле (триггер Шмитта). В электронное реле входят транзисторы Т5 и Т6 и ре-

зисторы R33 – R37. В нормальном состоянии транзистор T5 закрыт, а транзистор T6 открыт. При срабатывании электронного реле транзистор T5 открывается, а транзистор T6 закрывается. Отрицательным напряжением с коллектора транзистора T6 открывается транзистор T7 (эмиттерный повторитель), в эмиттерную цепь которого включена обмотка реле 2P. Реле 2P срабатывает и замыкает свои контакты 2P1, 2P2 и 2P4 (на схеме не показан), контакт 2P3 размыкается.

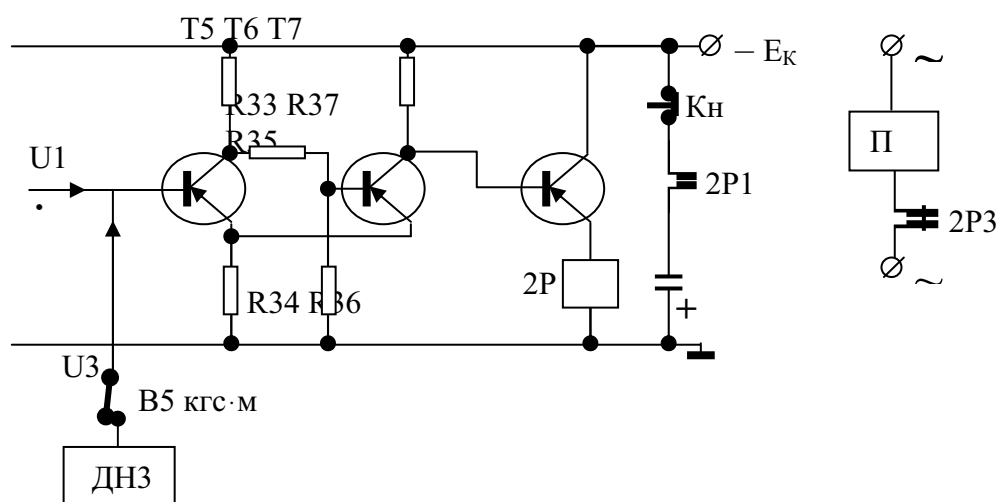


Рис. 3.32. Электронно-механическое реле второй ступени защиты

Контактом 2P1 реле 2P удерживается в сработавшем состоянии. Контакт 2P3 разрывает цепь катушки контактора ПМ электродвигателя бурового станка, и электродвигатель отключается.

Контакт 2P2 включает на постоянное свечение сигнальную лампу СЛ. Возврат схемы автоматического ограничения момента в исходное положение осуществляется при нажатии на кнопку Кн («съем»). Возврат схемы в исходное положение возможен только после снижения крутящего момента до нормального уровня.

При переводе переключателя В3 («момент-вес») в положение «25(12.5) тс» срабатывание схемы ограничения происходит при достижении стрелкой ИП деления 200, что соответствует нагрузке порядка 5 тс на струну оснастки талевой системы и не зависит от положения переключателя В5.

Автоматическое ограничение по нагрузке на талевую систему введено для предотвращения аварийной нагрузки на буровую вышку и предотвращения обрыва каната.

При положении переключателя В3 «250 кг·м» и переводе переключателя В5 – «ограничение» в положение – «откл.» работа схемы ограничения крутящего момента блокируется.

Порядок работы с аппаратурой ОМ40

Контроль работы бурового инструмента в процессе бурения осуществляется по величине крутящего момента на шпинделе бурового станка. Значение уставок перегрузки и автоматического ограничения крутящего момента выбирается буровым мастером.

При подъеме бурового снаряда переключатель 2 «250 кг·м – 25(12.5) тс» должен быть переведен в положение «25(12.5) тс». При 4-струнной талевой оснастке верхний предел измерения равен 25 тс, при 2-струнной оснастке – 12.5 тс, при оснастке 0 × 1 («прямом канате») – 6.25 тс. Автоматическое отключение электродвигателя станка, независимо от величины уставки «ограничение», осуществляется при нагрузке на крюке 20 тс – при 4-струнной оснастке или 10 тс – при 2-струнной оснастке, это соответствует нагрузке порядка 5 тс на ходовом конце талевой системы, т.е. значение автоматического ограничения нагрузки на крюке – величина постоянная и зависит только от оснастки талевой системы.

Подготовка аппаратуры ОМ40 к контролю процесса бурения и получаемая дополнительная информация

Подается напряжение на магнитную станцию.

Переключатель уставок ограничения момента 6 – «ограничение» (рис. 3.31) устанавливается на уставку, рекомендованную техническим отделом экспедиции (для бурильных труб диаметром 50 мм можно рекомендовать уставку по ограничению крутящего момента не более 150 кг·м).

Уставка сигнализации перегрузки задается переключателем 5 – «перегрузка»; она должна быть больше нормального значения крутящего момента, но меньше уставки ограничения.

Переключатель 2 – «250 кг·м-25(12.5) тс» ставится в положение «250 кг·м».

Переключатель 3 – «об/мин» ставится в положение, соответствующее той скорости, на которой будет вестись бурение.

Освобождаются патроны шпинделя, и станок включается на холостое вращение.

Ручкой 4 – «Уст. нуля» стрелка показывающего прибора устанавливается в нулевое положение.

После этих операций прибор готов к работе.

В процессе бурения скважины на величину крутящего момента оказывает влияние частота оборотов бурового снаряда, глубина скважины, диаметр бурильных труб, тип и диаметр ПРИ, физико-механические свойства разбуриваемых пород, осевая нагрузка на ПРИ, расход очистного агента, техническое состояние скважины (количество шлама на забое, устойчивость стенок, искривление).

При установившемся процессе бурения и неизменных геолого-технических условиях крутящий момент изменяется незначительно, в пределах (5–7) кгс·м. Резкое изменение величины крутящего момента при неизменных параметрах технологического режима бурения свидетельствует об изменении условий проходки скважины.

Резкое увеличение крутящего момента может указывать на обвал стенок скважины или прижег алмазного ПРИ.

Постепенное увеличение крутящего момента при одновременном уменьшении скорости проходки может указывать на зашламование забоя скважины или на затупление инструмента.

Кратковременное увеличение крутящего момента при одновременном снижении механической скорости бурения может указывать на самозаклинивание керна.

Резкое уменьшение крутящего момента может указывать на обрыв бурового снаряда. Плавное уменьшение крутящего момента с увеличением скорости бурения может указывать на уменьшение твердости разбуриваемой породы.

Снижение механической скорости бурения и уменьшение крутящего момента может свидетельствовать о зависании снаряда на керне.

С помощью ОМ40 можно контролировать надежность заклинивания и срыва керна. При срыве керна наблюдается резкое увеличение крутящего момента броском до 100–150 кг·м и, вслед за этим, резкое уменьшение момента.

Схема лабораторного стенда ОМ40

Для имитации загрузки электродвигателя в схеме ОМ40 (рис. 3.33) сделаны следующие изменения: выпаян транзистор Т1, резистор R20 отпаян от среднего отвода переменного резистора R19 и подсоединен к минусовой шине схемы в точке «а» (рис. 3.36). Ось переменного резистора R10 выведена на лицевую панель пульта; резистор R10 выполняет роль потенциометра. Напряжение датчика U'_d , подаваемое на измерительную схему с потенциометра R10, контролируется вольтметром, розетка выведена на боковую стенку пульта. При описанных изменениях в схеме видим, что выведен из работы узел «Уст.нуля» .

Задания и методические указания к выполнению лабораторной работы

1. Проработать вопросы для самоподготовки.
2. Проверить работу схем 1-й и 2-й ступеней защиты при всех значениях уставок «перегрузка» и «ограничение»; проверить работу схем блокировки 1-й и 2-й ступеней защиты.

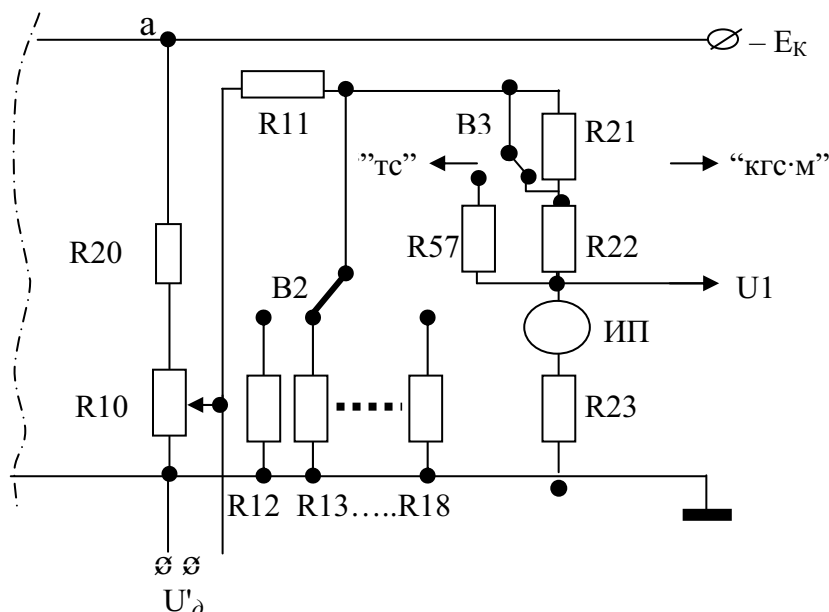


Рис. 3.36. Лабораторная измерительная схема

Установить переключатель «момент-вес» в положение «250 кгс·м» (или в другом обозначении – «крутящий момент»), переключатель «об/мин» – в положение 87 об/мин. Изменяя напряжение $U'_д$, проверить работу схем защиты при всех значениях уставок «перегрузка» и «ограничение» при выключенном электродвигателе и при одном из значений уставок при включенном электродвигателе; отметить совпадение момента срабатывания схем защиты с достижением отсчета по прибору значениям уставок «перегрузка» и «ограничение».

Работа схем блокировки защиты проверяется при положении переключателей «перегрузка» и «ограничение» в позиции «откл».

Обратить внимание на то, что в этом положении при достижении отсчета значений уставок схемы защиты не срабатывают.

3. Проверить работу схем защиты при «подъеме» инструмента и уяснить, как работают схемы блокировки.

Установить переключатель «момент-вес» в положение «25(12.5)» (или в другом обозначении – «усилие»), переключатель «об/мин» – в положение 87 об/мин. Изменяя напряжение $U'_д$, проверить работу схемы защиты 1-й ступени при всех значениях уставок «перегрузка»; проверить работу схемы блокировки. Экспериментально убедиться, что 2-я ступень защиты срабатывает при определенном значении отсчета по прибору и не зависит от значения уставки «ограничение»; выяснить, работает ли схема блокировки.

4. Проверить изменение показаний прибора при неизменной «загрузке» электродвигателя ($U'_д = \text{const}$ при $n = 87$, $A = 250$) при «переключении» скоростей от 87 до 800 об/мин; сравнить соотношение отсчетов по прибору $A_{87} : A_{118} : A_{188} \dots A_{800}$ и соотношение частот $87 : 118 : 188 \dots 800$.

Установить переключатель «момент-вес» в положение «250 кг·м», переключатель «об/мин» – в положение 87 об/мин. Изменяя напряжение U'_d , добиться отсчета 200 кг·м. Оставляя U'_d неизменным, при всех положениях переключателя «об/мин» записать значения отсчета по прибору. Найти выше указанные соотношения, пояснить характер изменения показаний.

5. Снять и построить семейство характеристик $M_{кр} = f(U'_d)$ при установке переключателя «об/мин» в положения 87, 118, 188 и 254 об/мин (достаточно 4 значения частоты).

Установить переключатель «момент-вес» в положение «250 кгс·м», переключатели «перегрузка» и «ограничение» – в положение «откл».

Изменяя напряжение U'_d от 0 до 4 В, снять показания прибора; заполнить табл. 3.18. По данным таблицы построить графики. В отчете объяснить вид графиков и порядок их расположения.

6. Построить зависимость «загрузки» электродвигателя от частоты оборотов $U'_d = f(n)$ при стабилизации крутящего момента на шпинделе.

Через семейство характеристик $M_{кр} = f(U'_d)$ проводится прямая линия на уровне, например 80 кгс·м; находятся точки пересечения и по ним строится зависимость $U'_d = f(n)$. Объяснить характер зависимости.

Таблица 3.18

Частота оборотов в мин	Напряжение U'_d , В							
	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
87								
118								
188								
254								

7. Построить зависимость $M_{кр} = f(n)$ при неизменной «загрузке» электродвигателя ($U'_d = \text{const}$).

Через семейство характеристик $M_{кр} = f(U'_d)$ проводится прямая линия на уровне, например 3 В; находятся точки пересечения и по ним строится зависимость $M_{кр} = f(n)$. Объяснить характер зависимости.

Содержание отчета

1. Название и цель работы.
2. Назначение аппаратуры ОМ40, техническая характеристика.
3. Краткая теоретическая часть; принцип работы аппаратуры. Структурная схема ОМ40, узлы аппаратуры и их назначение.
4. По каждому пункту задания привести записи, пояснения; по п.п. 4–6 составить таблицы, построить графические зависимости, сделать выводы. Дать общие выводы по работе.

Вопросы для самоподготовки

1. В какой класс аппаратуры входит аппаратура ОМ40 (классификация по функционально-технологическому признаку)?
2. Принцип измерения крутящего момента на шпинделе бурового станка.
3. Монтаж, демонтаж аппаратуры ОМ40.
4. Зачем нужно устанавливать вставку при отсоединении кабеля «пульт-питание»?
5. Какую роль играет прибор в оптимизации технологического
6. процесса?
7. Поясните работу первой ступени защиты.
8. Поясните работу второй ступени защиты.
9. Зачем нужна кнопка «съем»? Когда и как ей пользоваться?
10. Поясните случай выключения ОМ40 для запуска и работы электродвигателя станка. К чему это может привести?

3.6. АППАРАТУРА ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Для оценки эффективности процесса бурения наиболее важной является аппаратура для измерения и регистрации механической и рейсовой скорости бурения.

Применение измерителей механической скорости дает возможность оперативно влиять на процесс бурения, изменяя режимные параметры, добиваясь более высоких показателей. Расшифровка записей механической скорости, наряду с другими сведениями, дает возможность разрабатывать оптимальные режимы бурения в конкретных условиях.

Обобщающим показателем эффективности ведения основных процессов (бурение и СПО), критерием оптимизации является рейсовая скорость бурения. Но до настоящего времени нет приемлемых измерителей и регистраторов рейсовой скорости бурения.

Измерители механической скорости бурения

Измерители механической скорости бурения могут работать по двум схемам: измеряющие мгновенную механическую скорость и измеряющие среднюю механическую скорость.

Сигнал для датчика механической скорости бурения может быть взят от поступательно движущихся синхронно с углубкой элементов буровой установки (ведущая штанга, вертлюг-сальник, талевый блок, рабочие струны и ходовая ветвь талевой системы, кремальера, направляющие штоки, траверса вращателя) или вращающихся частей (барабан

лебедки, ролики кронблока и талевого блока). Кроме того, связь датчиков может быть осуществлена с гидравлической системой станка или пристроенных гидроцилиндров.

Анализ технологических приемов буровой бригады, мест постановки и условий работы датчиков приводит к следующим выводам. Наиболее приемлемыми местами съема сигнала являются траверса вращателя, гидравлическая система станка, вертлюг-сальник и при автоматическом регулировании подачи инструмента с лебедки – барабан лебедки, ходовая ветвь талевого системы, ролики кронблока.

Лабораторная работа № 7 **ИЗМЕРИТЕЛЬ МЕХАНИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ БУРЕНИЯ ИСБ**

Целью работы является изучение измерителя скорости бурения ИСБ, применяемого при подаче бурового инструмента со шпинделя: назначение, устройство, принцип работы, монтаж, решаемые задачи.

Необходимо убедиться, что измеритель ИСБ в принципе может быть применен на многих буровых станках и в других случаях, когда параметр может быть преобразован в угловую или линейную скорость перемещения; например, ИСБ может быть преобразован в измеритель скорости подъема крюка талевого системы, в измеритель частоты оборотов шпинделя; привязываясь к валу привода насоса, можно построить расходомер промывочной жидкости и т.д.

Измеритель ИСБ предназначен для станков ЗИФ-650 М и ЗИФ-1200 МР при подаче бурового инструмента со шпинделя. Точкой съема сигнала (ТСС) является скорость поступательного движения элементов вращателя (траверсы, направляющего штока) при синхронном их движении с верхом бурового инструмента при бурении.

Техническая характеристика измерителя ИСБ

Диапазон измерения механической скорости бурения, м/ч0–3, 0–15

Основная погрешность (от верхних пределов

диапазонов измерения), %не более ± 4

Дополнительная погрешность:

от изменения напряжения питания

на каждые 10 % от 380 В, %не более ± 2

от изменения температуры окружающего воздуха

на каждые 10 °С от 20 °С, %не более ± 2

Источник питания(380 \pm 76) В, (50 \pm 1) Гц

Потребляемая мощность, ВА	не более 100
Рабочий диапазон температуры, °С	- 30 ÷ + 50
Режим работы измерителя	непрерывный
Габариты, мм: пульт	390 × 250 × 205
датчик	295 × 120 × 120
Масса, кг: пульт	14
датчик	5

В комплект измерителя ИСБ (рис. 3.37) входят измерительный пульт, преобразователь (датчик), шток, гибкий валик, привод с элементами крепления.

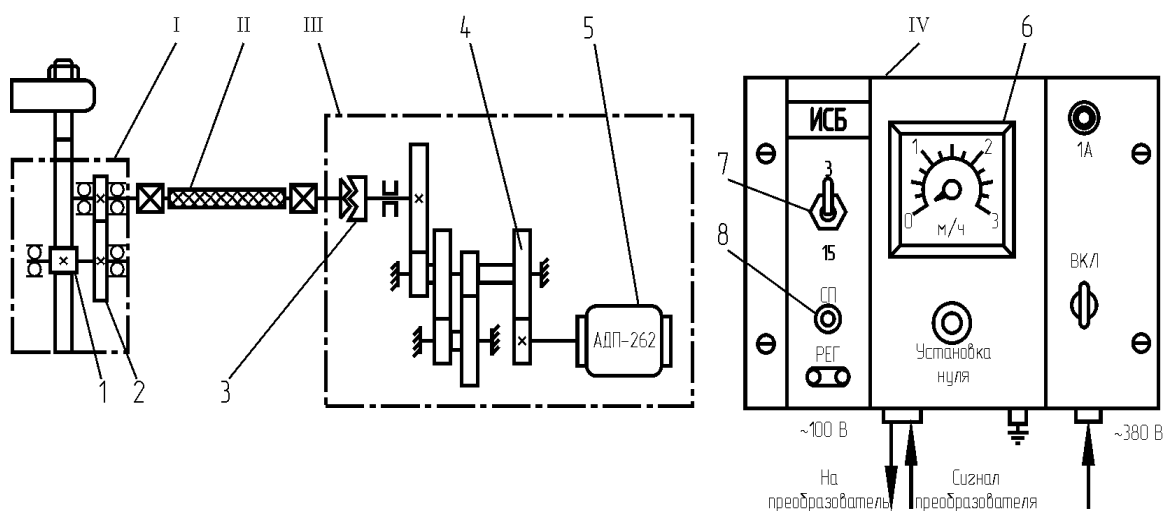


Рис. 3.37. Блок-схема измерителя ИСБ:

- I – привод, II – гибкий вал, III – преобразователь скорости,
IV – измерительный пульт; 1 – зубчато-реечная передача,
2 – повышающий редуктор, 3 – муфта одностороннего действия,
4 – повышающий редуктор, 5 – тахогенератор, 6 – измерительный прибор,
7 – тумблер переключения пределов измерения, 8 – сигнальная лампа*

Работа измерителя ИСБ основана на механическом преобразовании скорости линейного движения направляющего штока (траверсы) в частоту вращения ротора тахогенератора переменного тока и измерении сигнала показывающим прибором непосредственной оценки (микроамперметр М325), шкала которого проградуирована в единицах скорости бурения – м/ч.

Измерительный преобразователь скорости бурения (ИПС) состоит из тахогенератора (микроэлектродвигателя с полым ротором АДП-262), повышающего редуктора ($i = 29.06$) и муфты одностороннего действия, которая обеспечивает разъединение кинематической цепи привода при движении шпинделя бурового станка вверх и при внезапных остановках

шпинделя при его движении вниз, тем самым обеспечивается защита редуктора преобразователя от механических перегрузок ИПС преобразует вращение входного вала в электрическое напряжение переменного тока. Номинальное напряжение питания обмотки возбуждения тахогенератора 100 В.

Напряжение поступает с феррорезонансного стабилизатора напряжения, находящегося в пульте. Выходное напряжение (сигнал датчика U_d) подается на вход измерительной схемы.

Привод преобразует поступательное перемещение штока во вращение оси ИПС (рис. 3.38). Связь привода с преобразователем обеспечивается с помощью гибкого валика. Проволочный гибкий валик правого вращения заключен в защитный шланг.

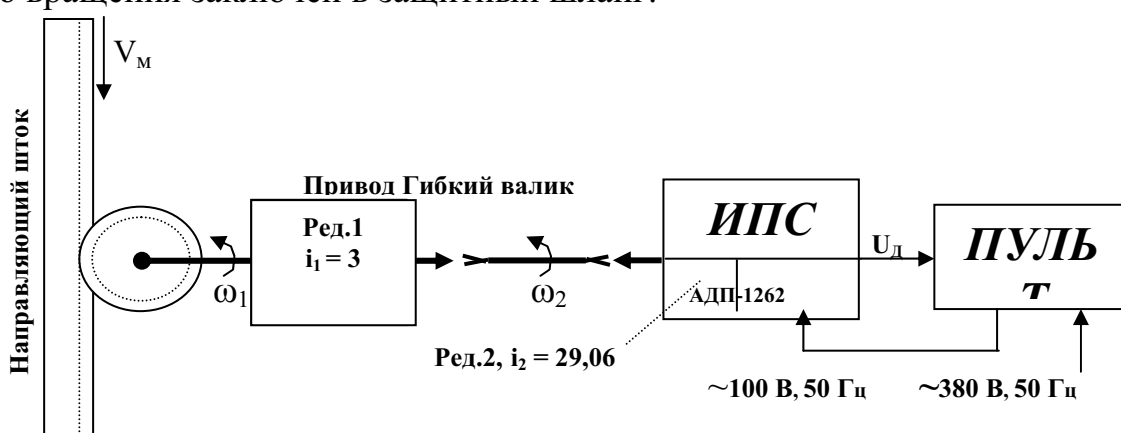


Рис. 3.38. Структурная схема измерителя ИСБ

Установка стрелки прибора ИП на нулевую отметку шкалы производится с помощью резистора, ось которого выведена на лицевую панель пульта измерителя («Уст. нуля»).

Дублирующий сигнал напряжения постоянного тока может быть подан на регистратор – самопишущий вольтметр (розетка «регистратор» находится на лицевой панели пульта измерителя; диапазон 2.5 В, входное сопротивление вольтметра не менее 500 кОм) в качестве регистратора механической скорости бурения.

Принципиальная электрическая схема измерителя приведена на рис. 3.39. Напряжение питания 380 В подается на феррорезонансный стабилизатор напряжения, включающий насыщенный трансформатор Tr_1 , конденсатор C_1 и линейную индуктивность (дроссель) Dr .

К вторичным обмоткам трансформатора Tr_1 подключается нагрузка: ИПС, сигнальная лампа и трансформатор Tr_2 . U_d – сигнал датчика, пропорциональный линейной скорости перемещения шпинделя. Диодный модулятор состоит из трансформатора Tr_2 , диодов D_1 и D_2 , ограничивающих резисторов R_6 , R_7 и балансировочного резистора R_8 .

Модулятор нагружен на измерительный прибор ИП – микроамперметр типа М-325 и добавочные резисторы R3, R5, R9, с помощью которых выставляются верхние пределы каждого диапазона. Переключение пределов измерения производится с помощью тумблера П1.

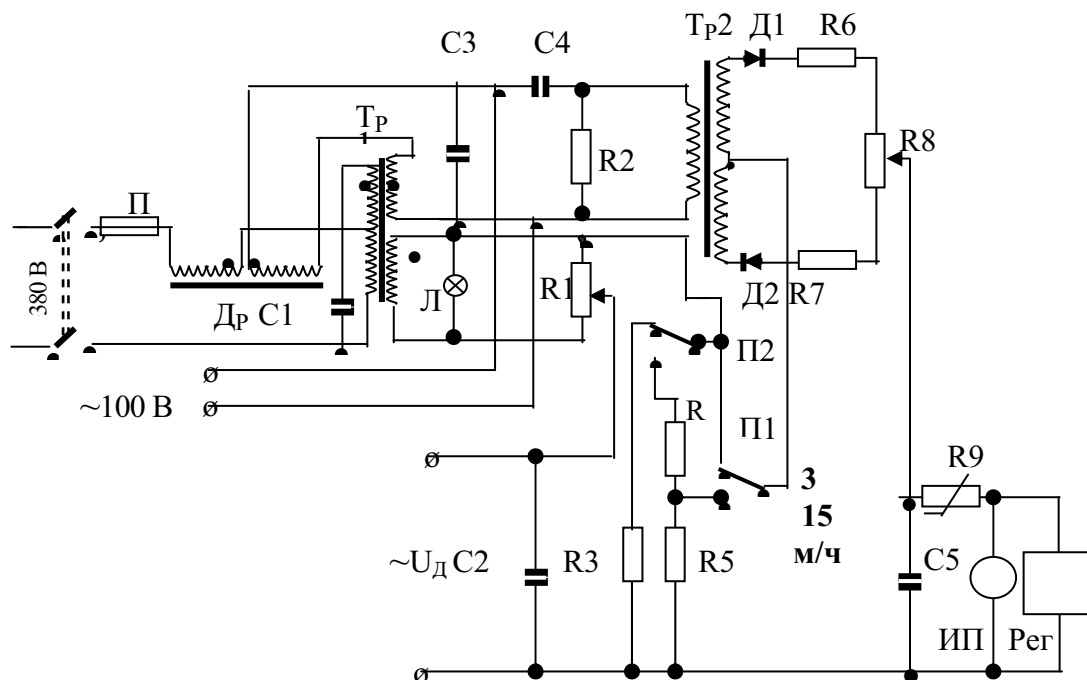


Рис. 3.39. Принципиальная электрическая схема

Работа однополупериодного диодного модулятора заключается в следующем. Опорное напряжение после фазосдвигающей емкости C4 подается на первичную обмотку трансформатора Тр2. Амплитуда сигнала на вторичных обмотках трансформатора Тр2 всегда больше, чем сигнал датчика U_d , поэтому диоды Д1 и Д2 открыты в течение одного полупериода.

Для проводящего полупериода при отсутствии входного сигнала тока, протекающие через сопротивления R6, R7, R8, равны, и ток через микроамперметр не протекает.

При наличии входного сигнала U_d токи, протекающие через сопротивления R6, R7, R9, не равны, и ток через микроамперметр будет пропорционален U_d , т.е. и линейной скорости перемещения шпинделя.

Фазосдвигающая емкость C4 обеспечивает фазовую компенсацию квадратичной составляющей фона преобразователя скорости.

Сопротивление R1 обеспечивает компенсацию фона преобразователя при переключении диапазонов измерения.

Установка стрелки прибора ИП на нулевую отметку шкалы производится с помощью резистора R8, ось которого выведена на лицевую панель пульта измерителя («Уст. нуля»).

Емкость конденсатора С5 определяет полосу пропускания микроамперметра, обеспечивая удобство снятия отсчета.

Емкость конденсатора С2 в цепи входного сигнала и емкость С3 в цепи питания датчика компенсируют индуктивные потери тахогенератора.

Дублирующий сигнал напряжения постоянного тока может быть подан на самопишущий вольтметр в качестве регистратора механической скорости бурения.

Задания на выполнение работы

1. Проработать вопросы для самоподготовки.
2. Изучить измеритель ИСБ и монтаж его на станке СКБ-4.
3. Подключить измеритель к сети 380 В.
4. Произвести настройку измерителя – установку нуля при неподвижном роторе тахогенератора.
5. Дать вручную вращение ротору тахогенератора, убедиться в работоспособности измерителя на обоих диапазонах измерения.
6. Подключить самописец и при холостом опускании шпинделя записать (имитировать) различную скорость бурения на обоих диапазонах.

Методические указания на выполнение работы

1. Изучение измерителя производится по настоящему пособию, монтаж натурального образца изучается в лаборатории на станке СКБ-4.
2. Подключение измерителя производится преподавателем.
3. Настройка измерителя – установка нуля при неподвижном роторе тахогенератора производится с помощью резистора R8, ось которого выведена на лицевую панель пульта («Уст. нуля»).
4. Выполнить пункт 4, как это сказано в задании.
5. Записать 4–5 значений скорости при различных вариантах: при постоянстве скорости (с помощью дросселя гидроуправления удерживать стрелку прибора на одном отсчете) и при меняющейся скорости.

Содержание отчета

1. Назначение, комплектность, характеристика ИСБ.
2. Схема монтажа измерителя на станке СКБ-4. Структурная схема измерителя. Принцип работы измерителя.
3. Фрагменты записи (с пояснениями) «механической скорости бурения».

Вопросы для самоподготовки

1. В какой класс аппаратуры входит измеритель ИСБ (классификация по функционально-технологическому признаку)?
2. Зарисовать структурную схему датчика и пояснить работу преобразователей.
3. Монтаж датчика.
4. Каковы возможные причины пиковых записей механической скорости бурения?
5. Какую роль играет прибор в оптимизации технологического процесса?
6. Как вы оцениваете применение прибора с позиций бурильщика? Что дает контроль данного параметра?

Лабораторная работа № 8 ОПРЕДЕЛИТЕЛИ РЕЙСОВОЙ СКОРОСТИ БУРЕНИЯ

Целью работы является знакомство с одной из сложнейших проблем определения рейсовой скорости бурения – этого важнейшего технико-экономического показателя, наиболее емко отражающего грамотность ведения технологических процессов бурения скважин.

Рейсовая скорость относится к технико-экономическим показателям процесса бурения скважин, и чем она выше, тем совершеннее процесс и ниже стоимость метра скважины.

Рейсовая скорость V_p определяется как отношение углубки H ко всему затраченному времени на рейс:

$$V_p = \frac{H}{T_{\text{б}} + T_{\text{сно}}}. \quad (3.22)$$

Для повышения рейсовой скорости необходимо увеличивать углубку и сокращать время на СПО и на бурение, а это означает, что необходимо совершенствовать породоразрушающий инструмент и режимы бурения, механизировать и автоматизировать СПО, совершенствовать организацию труда и материально-техническое обеспечение.

Рейсовая скорость точно может быть определена после окончания рейса, но ее желательно знать в процессе бурения. Важным при этом является определение момента времени T_K окончания бурения (углубки) – рис. 3.40. В геологоразведочной практике признанным является правило: бурение в рейсе заканчивать при достижении максимальной рейсовой скорости $V_{p.max}$. Для определения рейсовой скорости в процессе бурения время на подъем инструмента (или полностью СПО) приходится принимать по предыдущему рейсу, и это нередко вносит погрешность в измерение рейсовой скорости.

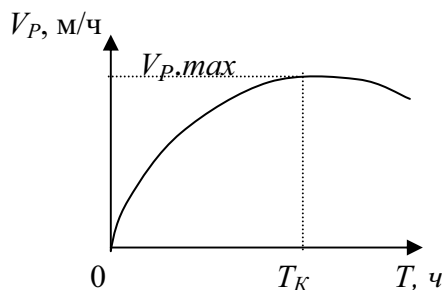


Рис. 3.40. График рейсовой скорости бурения

Измерители рейсовой скорости должны включать датчик углубки и счетчик времени. Большой технической сложностью является разработка датчика углубки. Точки съема сигнала углубки для измерителей рейсовой скорости будут те же, что и для измерителей механической скорости бурения.

Программы для определения рейсовой скорости бурения

Оперативно рейсовая скорость бурения может быть определена с использованием программируемых микрокалькуляторов.

Ниже представлены возможные программы для микрокалькулятора МК-52. Программами предусматривается ввод времени на подъем инструмента из предыдущего рейса. Общие инструктивные указания для всех программ: включить м/к, перевести в режим «программирование» – F ПРГ, занести программу в память, перевести в режим «работа» – F АВТ, вернуть в начало счета – В/О.

Программа 1. Программа предусматривает случай определения рейсовой скорости через фиксированный отрезок времени, например через каждые полчаса ($\Delta T_B = 0,5$ ч), время на СПО принимается из предыдущего рейса, например 2 ч; при этом измеряется приращение углубки ΔH , м.

СК	Клавиши		Код	СК	Клавиши		Код	Распределение регистров памяти			
								R1	R2	R3	R4
00	П→Х	4	64	06	+		10	R1	R2	R3	R4
01	П→Х	3	63	07	Х→П	1	41	T _{СПО} , ч	ΔT_B , ч	ΔH , м	H, м
02	+		10	08	÷		13				
03	Х→П	4	44	09	С/П		50	2	0.5		считывается
04	П→Х	1	61	10	БП		51				
05	П→Х	2	62	11	00		00				

Инструкция

1. Ввести время $T_{СПО} = 2$ ч: 2 → в регистр R1.
2. Ввести $\Delta T_B = 0,5$ ч: 0.5 → в регистр R2.
3. Ввести значение: ΔH → в регистр R3.
4. Запустить программу на счет – С/П.
5. Пункты 3–4 повторять при каждом определении нового значения рейсовой скорости бурения.

Программа 2. Данная программа, в отличие от первой, предусматривает фиксирование времени ΔT_B в минутах через каждые, например 0,5 м углубки ($\Delta H = 0,5$ м).

СК	Клавиши	Код	СК	Клавиши	Код	Распределение регистров памяти						
00	ПХ	4	64	07	ПХ	1	61	R1	R2	R3	R4	R5
01	ПХ	3	63	08	+		10	T _{спо} , ч	ΔT_B , мин	ΔH , м	Н, м	60
02	+		10	09	ХП	1	41					
03	ХП	4	44	10			13	2		0.5	счи- тыва- ется	
04	ПХ	2	62	11	С/П		50					
05	ПХ	5	65	12	БП		51					
06	÷		13	13	00		00					

Инструкция

1. Ввести время $T_{\text{спо}} = 2$ ч: $2 \rightarrow$ в регистр R1.
2. Ввести интервал углубки $\Delta H = 0,5$ м: $0.5 \rightarrow$ в регистр R3.
3. Ввести цифру 60 (перевод часов в минуты): $60 \rightarrow$ в регистр R5.
4. Ввести значение в минутах: $\Delta T_B \rightarrow$ в регистр R2.
5. Запустить программу на счет – С/П.
6. Пункты 4–5 повторять при каждом определении значения рейсовой скорости бурения.

Программа 3. Для удобства расчетов программой предусматривается введение времени $T_{\text{спо}}$ (ч, мин), времени начала бурения T_B^0 (ч, мин), текущего времени бурения T_B^T (ч, мин) и углубки с начала рейса – Н(м). При этом текущее время принимается, например, 12 ч 35 мин, 13 ч 15 мин и т. д., когда был взят «замер».

СК	Клавиши	Код	СК	Клавиши	Код	Распределение регистров памяти						
00	П→Х	2	62	13	П→Х	6	66	R1	R2	R3	R4	R5
01	П→Х	8	68	14	П→Х	8	68	T _{спо} , ч	T _{спо} , мин	T_B^0 , ч	T_B^0 , мин	T_B^T , ч
02	÷		13	15	÷		13					
03	П→Х	1	61	16	П→Х	5	65	3	25	8	45	
04	+		10	17	+		10					
05	Х→П	a	4L	18	П→Х	b	6L					
06	П→Х	4	64	19	–		11	R6	R7	R8	Ra	Rb
07	П→Х	8	68	20	П→Х	a	6L	T_B^T , мин	Н, м	60	T _{спо} , ч	T_B^0 , ч
08	÷		13	21	+		10					
09	П→Х	3	63	22	÷		13					
10	+		10	23	С/П		50					
11	Х→П	b	4L	24	БП		51					
12	П→Х	7	67	25	00		00					

Инструкция

1. Ввести время $T_{\text{СПО}} = 3$ ч 25 мин: 3 → в регистр R1, 25 → в регистр R2 (из предыдущего рейса).
2. Ввести время начала бурения $T_{\text{Б}}^0 = 8$ ч 45 мин: 8 → в регистр R3, 45 → в регистр R4.
3. Ввести число 60 : 60 → в регистр R8.
4. Ввести текущее время бурения $T_{\text{Б}}^T$, например 9 ч 05 мин: 9 → в регистр R5, 05 → в регистр R6; ввести углубку с начала рейса H , например 0,75 м: 0,75 → в регистр R7.
5. Запустить программу на счет – С/П.
6. Пункты 4–5 повторять при каждом определении нового значения рейсовой скорости бурения.

Исходные данные

Программа 1	Программа 2	Программа 3		
		$T_{\text{Б}}^T$		H, м
		ч	мин	
0,53	20	9	05	0,49
0,64	25	9	30	0,96
0,47	24	9	53	1,46
0,52	27	10	20	1,95
0,53	28	10	49	2,49
0,46	29	11	18	3,01
0,60	30	11	47	3,50
0,48	33	12	20	3,97
0,53	36	12	56	4,52
0,47	44	13	39	5,05
0,43	49	14	18	5,50
0,34	60	15	20	5,80
0,32	70	16	33	6,10
0,30				
0,30				
0,28				
0,25				

Задания на выполнение работы

1. Проработать вопросы для самоподготовки.
2. По трем программам решить задачи, составить табличные данные, построить графики $V_P = f(T)$, определить время заканчивания рейсовой углубки.
3. Дать свою оценку каждой программе.

Содержание отчета

1. Назначение и цель работы. Отразить важность оперативного определения рейсовой скорости бурения.
2. Краткая теоретическая часть. Методики определения рейсовой скорости бурения.

3. Таблицы и графики $V_p = f(T)$ по трем программам. Привести значение времени на рейсовую углубку T_K , затраченное время на каждый рейс.

4. Выводы.

Вопросы для самоподготовки

1. В чем заключается важность оперативного определения рейсовой скорости бурения?
2. В чем заключаются трудности в разработке измерителя рейсовой скорости бурения?
3. Принципы работы аппаратуры, датчики, точки съема сигнала для датчика измерителя рейсовой скорости бурения.

3.7. АППАРАТУРА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ

Для решения многих гидрогеологических и инженерно-геологических задач необходимы детальные сведения о фильтрационных свойствах горных пород, проницаемых и водоносных пластах. Большими возможностями для получения данных сведений обладает метод расходомерии, основой которого является измерение потока воды, циркулирующей по стволу скважины. Для решения ряда других гидрогеологических задач необходимо проводить наблюдения за уровнем жидкости в скважинах.

Для решения вопроса снабжения подземными водами необходимы сведения по уровню (статическому и динамическому) воды и дебиту скважин при откачках.

В геологоразведочной практике уровнемеры предназначены для измерения уровня жидкости (главным образом воды) в скважинах при бурении, при гидрогеологических исследованиях, при откачках воды из скважин, для наблюдения за изменением уровня в скважинах в течение длительного времени.

По *принципу действия* уровнемеры весьма разнообразны: механические, гидростатические, пьезометрические, акустические, электрические, гидродинамические, радиоактивные, фотоэлектрические, объемные, тепловые, весовые и др.

В практике сооружения геологоразведочных скважин и проведении гидрогеологических исследований наибольшее распространение получили контактные уровнемеры, непосредственно измеряющие уровень. В качестве чувствительного элемента используются «хлопушки», поплавки, электродные группы. В качестве линии связи используются ленты, шнуры, тросики, электрические провода, которые часто одновременно выполняют роль и мерительного инструмента.

Лабораторная работа № 9
ИЗУЧЕНИЕ АППАРАТУРЫ УНВ-ТПУ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭКСПРЕСС-МЕТОДОМ
ПУТЕМ НАЛИВА ВОДЫ В СКВАЖИНУ

Цель работы заключается в изучении уровнемера УНВ-ТПУ, его принципа работы; в получении навыков по обслуживанию аппаратуры, технологии работ с использованием аппаратуры при исследованиях экспресс-методом путем налива воды в скважину, снятия зависимости понижения уровня воды в скважине в функции времени.

Примечание. Каких-либо определений параметров по данным замеров не предусматривается.

Уровнемер УНВ-ТПУ предназначен для наблюдения за понижением уровня жидкости при проведении гидрогеологических исследований экспресс-методом путем налива воды в скважину. Особенно эффективно применение УНВ-ТПУ при реализации экспресс-метода при низких статических уровнях.

Уровнемер (рис. 3.41) включает скважинный датчик и наземный пульт-индикатор. Датчик с пультом соединяются двухжильным кабелем. Датчик представляет собой колонну, собранную из пяти метровых трубок (3) диаметром 20 мм из неферромагнитного материала (латунные, медные, титановые, из нержавеющей неферромагнитной стали трубки), на наружной поверхности которых через 25 см в стаканчиках из неферромагнитного материала закреплены герметизированные контакты (герконы – ГК) с резисторами, а внутри помещен поплавков (1) с пластинкой постоянного магнита (2). Одним из проводников является сама трубка датчика, и при свинчивании трубок производится соединение этих проводников. Отрезки второго проводника при сборке датчика соединяются с помощью штеккерных разъемов и далее – с одной из жил кабеля. Вторая жила кабеля соединяется с корпусом датчика.

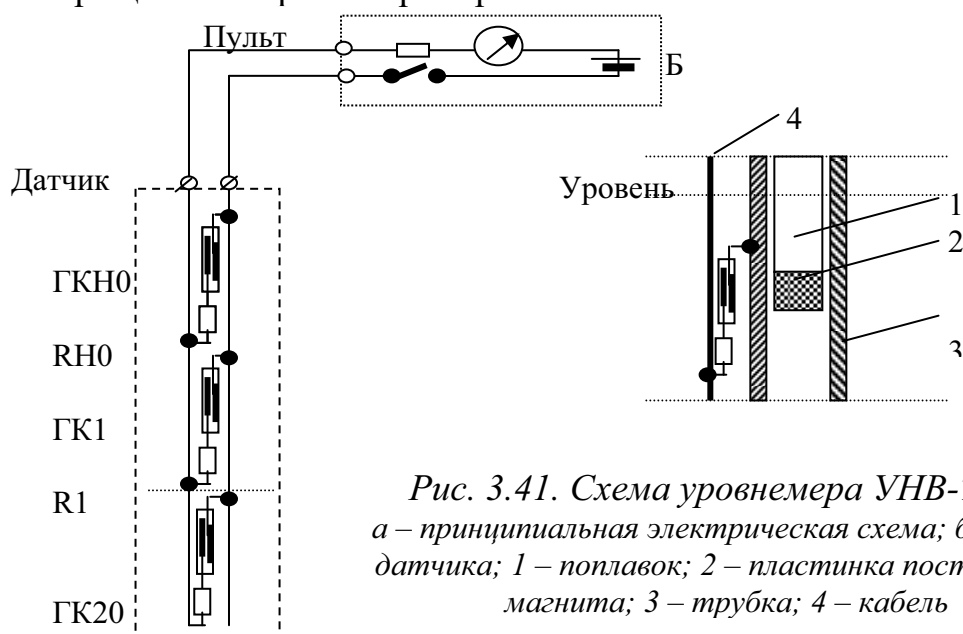
Принцип работы уровнемера заключается в следующем. При прохождении пластинки магнита около геркона под воздействием магнитного поля контакт замыкается, и электроизмерительный прибор ИП дает отсчет в соответствии с величиной сопротивления резистора R_i .

С помощью уровнемера можно замерять понижения до 5, 10, 15 и более метров, приспуская датчик на 5 м после каждого понижения уровня на длину колонны трубок (5 м).

Спуск датчика производится на тросике или кабеле до налива воды в скважину. В момент срабатывания нижнего геркона ГК20 (питание включено) фиксируется статический уровень, на кабеле у устья скважи-

ны делается метка, датчик приподнимается и через каждые 5 м делается метка. Высота приподъема определяется высотой столба воды (повышением уровня при наливе), например, при высоте столба 10 м делается один приподъем на 5 м.

При включенном питании уровнемера производится налив воды в скважину. При повышении уровня свыше 5 м (если датчик приподнят на 5 м) через каждые 25 см срабатывают герконы (ГК20 – ГК1, R20 – R1), что фиксируется отклонением стрелки прибора до отсчетов 20, 19,...1. И при достижении столба воды в 10 м срабатывает геркон ГКНО нулевого отсчета, стрелка прибора отклоняется на полную шкалу. При продолжении налива поплавков поднимается выше нулевого геркона, что фиксируется возвращением стрелки прибора в начало шкалы.



Налив воды прекращается, уровень падает, и в момент срабатывания нулевого геркона включается секундомер. Через 25 см понижения уровня срабатывает первый геркон, отмечается время падения уровня на 25 см и т.д., пока не сработает двадцатый геркон, что соответствует падению уровня на 5 м. Затем датчик приспускается на 5 м (до метки на кабеле), и уже следующее срабатывание геркона ГК1 будет соответствовать понижению 5,25 м, геркона ГК2 – 5,5 м и т.д.

Задания, порядок и методические указания на выполнение работы

1. По настоящему пособию и натурному образцу изучить схему, конструкцию датчика, его принцип работы, технологию работ по замеру понижения уровня воды в лабораторной скважине после налива.

2. Подготовить рабочее место: заполнить зумпф промывочной жидкостью (водой).

3. Собрать датчик (т.е. собрать колонну трубок в 5 м); сборка производится при спуске трубок в скважину. Подсоединить кабель. В пяти метрах от головки датчика на кабеле сделать метку – намотать в 2–3 слоя изоляционную ленту (головка кабеля находится на уровне обреза обсадной трубы). В дальнейшем датчик приспускается на кабеле.

4. Включить насос, заполнить до устья скважину.

5. Насос выключить и при понижении уровня до нулевого геркона ГКН0 (что видно по отклонению стрелки прибора) включить первый секундомер. Через 25 см понижения уровня также при отклонении стрелки прибора первый секундомер выключить (взять отсчет), одновременно включить второй секундомер и т.д. чередовать, пока не сработает двадцатый геркон ГК20, что соответствует падению уровня на 5 м. Затем датчик быстро приспускается на 5 м (до метки на кабеле), и уже следующее срабатывание геркона ГК1 будет соответствовать понижению 5,25 м, геркона ГК2 – 5,5 м и т.д. Статический уровень 8,5 м, следовательно, для построения характеристики может быть взято 34 точки (заносятся в табл. 10.1).

Таблица 3.19

Уровень Н, м	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50	1,75	2,00	...	8,25	8,50
Время, с (понижение 0,25м)											
Время, с (с нарастающим итогом)											
Время t, мин (с нарастающим итогом)											

По данным табл. 10.1 строится зависимость $H = f(t)$.

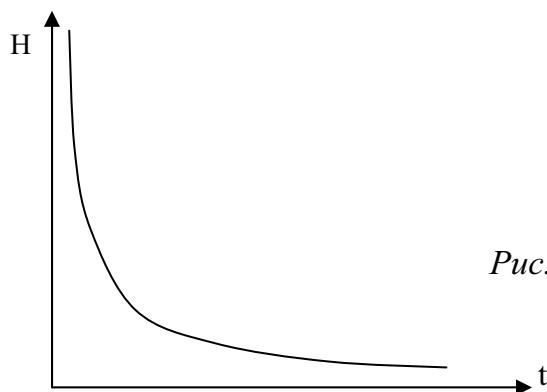


Рис. 3.42. Характеристика $H = f(t)$

Содержание отчета

1. Цель работы.
3. Принципиальная электрическая схема измерителя УНВ-ТПУ.
4. Таблица опытных данных. График.
5. Выводы.

Вопросы для самоподготовки

1. В какой класс аппаратуры входит измеритель УНВ-ТПУ (классификация по функционально-технологическому признаку)?
2. Тип датчика. Принцип работы датчика, зарисовать структурную схему датчика и пояснить работу преобразователей.
3. Принципиальная электрическая схема УНВ-ТПУ.
4. Порядок работы по снятию характеристики $H = f(t)$.
5. Достоинства и недостатки измерителя УНВ-ТПУ.

Литература к разделу 3

1. Алексеев О.В., Китаев В.Е., Шихин А.Я. Электротехнические устройства: учебник для вузов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 336 с.
2. Демихов В.И. Метрологическое обеспечение процессов бурения скважин.– М.: Недра, 1984. – 166 с.
3. Демихов В.И. Средства измерения параметров бурения скважин: справочное пособие.– М.: Недра, 1990. – 269 с.
4. Мальцев А.В., Дюков Л.М. Приборы и средства контроля процессов бурения: справочное пособие.– М.: Недра, 1989. – 253 с.
5. Туричин А.А. и др. Электрические измерения неэлектрических величин.– Л.: Энергия, 1975. – 576 с.
6. Храменков В.Г. Аппаратура для контроля параметров технологических процессов при сооружении геологоразведочных скважин.– М., 1993.– 69 с.– (Техн. и технол. геол.-развед. работ). Обзор / АО «Геоинформ-марк».
7. Храменков В.Г. Контроль технологических процессов при бурении разведочных скважин: учеб. пособие. – Томск: ИПФ ТПУ, 1994. – 92 с.
8. Храменков В.Г. Контрольно-измерительная аппаратура в бурении геологоразведочных скважин: лабораторный практикум. – Томск: ИПФ ТПУ, 1998. – 129 с.
9. Электрические измерения: учебное пособие для вузов / В.Н. Малиновский, Р.М. Демидова-Панферова, Ю.Н.Евланов и др. / под ред. В.Н. Малиновского. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 416 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
1. БУРЕНИЕ РАЗВЕДОЧНЫХ И ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН.....	4
Лабораторная работа № 1. Изучение и выбор для конкретных геологических условий породоразрушающего инструмента для вращательного и ударно-вращательного способов бурения скважин.....	5
Лабораторная работа № 2. Изучение технологического бурового инструмента для вращательного и ударно-вращательного способов бурения скважин.....	10
Лабораторная работа № 3. Изучение вспомогательного инструмента, инструмента для ликвидации аварий и порядка работы с ним при вращательном и ударно-вращательном способах бурения скважин.....	12
Лабораторная работа № 4. Изучение, сборка и регулирование средств получения качественных проб полезных ископаемых при разведочном бурении.....	14
Лабораторная работа № 5. Исследование влияния режимов бурения на механическую скорость (с элементами научных исследований).....	16
Лабораторная работа № 6. Разработка оптимальных конструкций разведочных скважин для вращательного способа бурения.....	19
Лабораторная работа № 7. Составление конструкций добычных скважин (с фильтрами и бесфильтровых). Выбор фильтра для конкретных условий. Изучение и выбор раствороподъемного оборудования.....	20
Лабораторная работа № 8. Разработка и выбор рациональных режимных параметров для бурения разведочных и эксплуатационных скважин на уран вращательным способом.....	36
Лабораторная работа № 9. Определение основных свойств промывочных жидкостей для бурения скважин и их регулирование.....	38
Лабораторная работа № 10. Определение основных свойств тампонажных растворов для закрепления скважин. Выбор способа и расчет тампонируания добычных скважин.....	51
2. БУРОВЫЕ МАШИНЫ И МЕХАНИЗМЫ.....	73
2.1. Станки буровых геологоразведочных установок.....	73
Лабораторная работа № 2.1.1. Вращатели буровых станков.....	74
Лабораторная работ а№ 2.1.2; 2.1.3. Механизмы подачи буровых установок.....	77
Лабораторная работа № 2.1.4. Изучение взаимодействия элементов гидравлической системы буровых станков при выполнении рабочих операций.....	82
Лабораторная работа № 2.1.6. Изучение кинематических схем буровых станков....	95
2.2. Технические средства для проведения спуско-подъемных операций.....	104
Лабораторная работа 2.2.1. Изучение устройства, принципа работы и правил эксплуатации механизмов для свинчивания и развинчивания бурильных труб....	104
Лабораторная работа № 2.3.1. Изучение устройства и принципа работы буровых насосов.....	109
Лабораторная работа № 2.4.1. Изучение устройства, принципа работы гидроциклонов для очистки промывочных жидкостей.....	114
2.5. Зайбойные машины для ударно-вращательного способа бурения скважин.....	119
Лабораторная работа № 2.5.1. Изучение устройства, принципа работы гидроударника Г-76 и проведение его регулировок.....	120
Лабораторная работа № 2.5.2. Изучение устройства, принципа работы и технических характеристик пневмоударников.....	127

3. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН	134
Введение	134
3.1. Общие сведения об элементах контрольно-измерительной аппаратуры	134
3.2. Метрологические характеристики контрольно-измерительной аппаратуры ...	135
3.3. Общие сведения об измерениях неэлектрических величин. Измерительные преобразователи. Датчики	137
3.4. Классификация буровой контрольно-измерительной аппаратуры	138
3.5. Аппаратура для контроля параметров процесса бурения	140
Лабораторная работа № 1 А. Гидравлический индикатор веса ГИВ-6 (теоретическая часть)	141
Лабораторная работа № 2 Б. Гидравлический индикатор веса ГИВ-6 (практическая работа)	152
Лабораторная работа № 3. Магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки МКН-1	154
Лабораторная работа № 4. Поплавковый расходомер-сигнализатор промывочной жидкости постоянного перепада давления РС-ТПУ	166
Лабораторная работа № 5. Магнитоупругий измеритель давления МИД.....	176
Техническая характеристика МИД.....	176
Лабораторная работа № 6. Измеритель и автоматический ограничитель крутящего момента ОМ40	182
3.6. Аппаратура для контроля эффективности процесса бурения скважин	195
Лабораторная работа № 7. Измеритель механической скорости бурения ИСБ.....	196
Лабораторная работа № 8. Определители рейсовой скорости бурения.....	201
3.7. Аппаратура для проведения исследований в скважинах.....	205
Лабораторная работа № 9. Изучение аппаратуры УНВ-ТПУ для проведения гидрогеологических исследований экспресс-методом путем налива воды в скважину.....	206

Учебное издание

РЯБЧИКОВ Сергей Яковлевич
ХРАМЕНКОВ Владимир Григорьевич
БРЫЛИН Владимир Иванович

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ ПО БУРЕНИЮ РАЗВЕДОЧНЫХ И ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН

Методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу
«Технология и техника бурения геологоразведочных и геотехнологических
скважин» для магистрантов, обучающихся по магистерской программе
«Урановая геология», специальности 130100 «Геология и разведка
полезных ископаемых» направления 130000
«Геология, разведка и разработка полезных ископаемых»

Научный редактор
доктор технических наук,
профессор

С.Я. Рябчиков

Верстка

В.П. Аршинова

Дизайн обложки


*О.Ю. Аршинова
О.А. Дмитриев*

Подписано к печати 25.12.2008. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 12,33. Уч.-изд. л. 11,15.
Заказ 845. Тираж 100 экз.



Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2000



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.