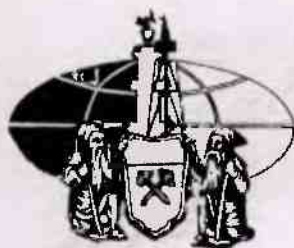


553.6
Б-88

Г.С. БРОДОВ
И.Г. ШЕЛКОВНИКОВ
Э.К. ЕГОРОВ

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ
И АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА
БУРЕНИЯ**



**С-ПЕТЕРБУРГ
2004**

Г.С. БРОДОВ
И.Г. ШЕЛКОВНИКОВ
Э.К. ЕГОРОВ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ
И АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА
БУРЕНИЯ

ВОЗВРАТИТЕ КНИГУ НЕ ПОЗЖЕ
обозначенного здесь срока

5019	3.10.06			

РИЦ СПЛТИ. 28.04.2004. 3.203. Т.30000 экз.

СПЛТИ(ТУ)
Б

Главная библиотека



5082374



С-ПЕТЕРБУРГ
2004

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ:

Г.С. БРОДОВ, д.т.н. И.Г. ШЕЛКОВНИКОВ, д.т.н. Э.К. ЕГОРОВ, к.т.н.; ФГУ НПП «Геологоразведка», Санкт-Петербургский горный институт. СПб. 2004. 105 с.

В книге рассмотрены вопросы применения в производственной практике технических средств технологических измерений и средств автоматизации процессов бурения скважин, составивших в недавнем прошлом значительную роль в развитии научно-технического прогресса геологоразведочных работ и не утративших значение в настоящее время.

Книга изложена с учетом разработанных ранее и внедрённых в производство технических средств контроля и измерения технологических параметров процесса геологоразведочного бурения с целью повышения уровня знаний производственно-техническим персоналом буровых работ. В книге учтены методические требования учебного плана изучения дисциплины «Технология и техника бурения на твердые полезные ископаемые» и «Технологические измерения в геологоразведочном производстве» при подготовке специалистов-буровиков всех форм обучения.

В книге приведены данные более ранних изданий, упомянутых в списке литературы и до настоящего времени используемые в практике. Представлена информация о современных разработках в области программного обеспечения производственных процессов и компьютерных технологий, даны рекомендации по их практическому использованию. В книге нашли отражение основные понятия о технологических измерениях в геологоразведочном производстве, требования к качеству и эффективности производственных процессов, описание устройств и технические характеристики контрольно-измерительных средств, рисунки и схемы, разработанных и успешно применявшихся ранее приборов. Даны рекомендации по применению контрольно-измерительных и регистрирующих приборов при управлении процессом бурения наиболее широко распространённых в практике. Приведены буровые установки и устройства с полной и частичной автоматизацией основных операций процесса разведочного и глубокого структурного бурения, схемы и описание забойных контрольно-измерительных и управляющих систем для колонковых снарядов и турбобуров. Описаны программы управления процессами разведочного бурения современными установками на основе компьютерного технологического обеспечения.

Книга представляет интерес для горных инженеров, буровиков-практиков и как учебное пособие для студентов старших курсов горных вузов специальностей 080700 – «Технология и техника геологоразведочных работ» и 090800 – «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Ил.: 61. Табл.: 4. Библиогр.: 15 назв.

Научный и технический редактор, д.т.н., проф. Ю.Т. Морозов

ФГУ НПП «ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА» (ВИТР)

© Коллектив авторов

2004 г.

Введение	5
1. Первичные измерительные приборы- датчики	8
1.1. Метрологические определения и термины	8
1.2. Датчики сжимающих и растягивающих напряжений	8
1.3. Датчики давления	9
1.4. Датчик скорости вращения	11
1.5. Датчик скорости подачи	13
1.6. Датчики расхода жидкости	16
2. Вторичные приборы - показывающие и регистрирующие	19
2.1. Технические средства контроля	19
2.2. Гидравлический индикатор веса ГИВ-6	20
2.3. Измерители осевой нагрузки	24
- магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки МКН1	24
- магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки МКН2	29
- измеритель осевой нагрузки с трансформаторно-мостовой схемой	30
2.4. Измерители скорости бурения	32
- измеритель скорости бурения с усреднением	34
- измеритель частоты ударов	35
2.5. Измеритель и автоматический ограничитель крутящего момента ОМ40	35
2.6. Расходомеры промывочной жидкости и измерители давления	36
- расходомер ЭРМ	36
- электромагнитный расходомер ЭМР-2	38
- комплексный расходомер ЭРМ	41
- расходомер РПД-1	43
2.7. Измерители давления промывочной жидкости	43
2.8. Буровые регистраторы	45
2.9. Средства комплексного контроля режимов бурения	48
- контрольно-измерительная аппаратура «Курс-713»	48
- контрольно-измерительная аппаратура «Курс-613»	48
- контрольно-измерительная аппаратура «Курс-411»	48
- универсальный регистратор параметров процесса бурения РУМБ-1	48
- индикатор расхода – буровой манометр ИРМБ	48
2.10. Показывающий регистрирующий прибор СК	51
2.11. Комплекс средств контроля параметров процесса бурения	51
С80M arperatov БАК1200/2000	51
3. Оперативный контроль процесса бурения	52
- контроль изменения фактической осевой нагрузки	53
- зависание бурового инструмента	53
- избыточные осевые нагрузки	53
- постепенное уменьшение осевой нагрузки	53
- контроль износа алмазной коронки в процессе бурения	53
- заполирование алмазов	53
- интенсивный износ коронки	54
- прыжок коронки	54
- контроль работы бурильных труб	55
- контроль промывки скважины	56
- контроль состояния забоя и свойств горных пород	57
- контроль работы бурильщика	58
4. Автоматизация процесса бурения и её эффективность	59

4.1. Основные определения и задачи	59
4.2. Производственные процессы разведочного бурения как объекты автоматизации	62
4.3. Критерии и параметры автоматического управления бурением	64
4.4. Основные принципы и направления автоматизации и оптимизации процесса бурения	66
5. Автоматизированные установки разведочного бурения	70
5.1. Система автоматической оптимизации процесса бурения САОПБ-1	70
5.2. Устройство микропроцессорного бурения	71
5.3. Автоматический регулятор подачи АРП	72
5.4. Автоматический регулятор подачи АРП-2	73
5.5. Автоматический регулятор подачи АРП-3 и АРП-4	74
5.6. Автомат бурения АБ	75
5.7. Эффективность автоматических регуляторов	75
6. Автоматизированные управляющие устройства и буровые установки глубокого бурения	76
6.1. Наземные регуляторы подачи бурового инструмента на забой	76
6.2. Буровые автоматизированные установки	82
6.3. Забойные автоматы и механизмы подачи долота	84
6.4. Забойные контрольно-измерительные устройства	87
7. Компьютерное обеспечение технологических измерений в бурении	91
7.1. Динаметр	91
7.2. Компьютерные программы проектирования и оптимизации технологии бурения	93
7.2.1. Пакет программ «Арт-технолог»	93
7.2.2. Правила работы с пакетом программ	94
7.3. Пакет программ «Инфо-скважина»	98
8. Измерение физических свойств горных пород	102
9. Техническое обслуживание контрольно-измерительной и регулирующей аппаратуры. Организация службы ремонта и профилактики	104
Список литературы	105

ВВЕДЕНИЕ

Контроль процесса бурения скважин, как и любого другого сложного технологического процесса, является важным средством повышения эффективности и производительности труда. Все технологические измерения проводятся с помощью контрольно-измерительной аппаратуры (КИП). КИП являются базовой составляющей автоматизации производственных процессов. Однако, практически, буровые установки оснащались контрольной аппаратурой частично.

Геолого-технические условия проведения буровых работ отличаются по характеристике не только в каждом районе, но зачастую и в каждой скважине. Поэтому измерение параметров процесса бурения необходимо не только для контроля заданного технологического режима, но и для установления наиболее рациональной технологии при бурении каждой скважины.

Непрерывный контроль параметров бурения скважин позволяет, кроме того, по показаниям наземных приборов расчленять пласты разбуриваемых пород непосредственно в процессе бурения. Это способствует своевременному принятию необходимых мер для полноценного извлечения керна из скважины.

Большое значение имеет контроль процесса бурения в предупреждении возникновения аварийных ситуаций и ликвидации аварий. Буровищик с помощью измерительной аппаратуры может не только следить за изменениями процесса, но и получать предупредительную сигнализацию при отклонениях значений параметров режима бурения и работы механизмов. Кроме того, измерительная аппаратура обеспечивает возможность устройства автоматических защитных средств. Регистрация параметров процесса бурения дает возможность расшифровать баланс рабочего времени, что позволяет выявить резервы роста производительности труда [13].

Оснащение контрольно-измерительной аппаратурой буровых установок позволяет автоматизировать процесс бурения, обеспечивает получение информации для систем диспетчеризации, создавая тем самым, основу для разработки и применения автоматизированных систем управления геологоразведочным производством.

Специальным конструкторским бюро «Геотехника» было разработано несколько видов контрольно-измерительной аппаратуры для различных типов буровых установок [1]. Опыт внедрения этой аппаратуры позволил решить целый ряд вопросов, связанных с конструированием и эксплуатацией приборов. Установлено, что в силу специфики условий эксплуатации КИП на буровых, нельзя рассчитывать на использование приборов общепромышленного назначения с присущими им характеристиками.

Аппаратура должна работать в широком диапазоне изменения температуры окружающей среды с повышенной влажностью, быть непроницаема для пыли и брызг, устойчива к воздействию ударов и вибрации, устойчива колебаниям напряжения питающей среды. Специфичность условий эксплуатации контрольно-измерительной аппаратуры буровых станков привела к необходимости выработки особых требований к основным параметрам приборов. Эта задача была решена путём разработки и реализации нормальных стандартных рядов КИП буровых установок для бурения скважин на твёрдые полезные ископаемые.

Нормальные ряды КИП устанавливают рациональный минимум оснащения указателями, регистраторами и сигнализацией буровых установок по номенклатуре параметров наземного контроля, определяют классы точности и диапазоны измерения, а также формулируют основные технические требования.

В зависимости от размерного класса буровых установок, нормальные ряды предусматривают контроль следующих основных параметров процесса бурения: 1- веса бурового снаряда и осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент; 2- нагрузки на крюке талевого оснастки; 3- механической скорости бурения; 4 - скорости

вращения бурового снаряда; 5 - крутящего момента на вращателе; 6 - расхода промывочной жидкости; 7- давления в магистралье промывочной жидкости.

Контроль осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент – один из основных методов управления процессом разрушения горных пород при любом способе бурения. От правильного выбора значения и контроля данного параметра зависит эффективность всего процесса. Например, внезапные изменения осевой нагрузки, особенно при бурении со свободной подачей, свидетельствует о смене разрушаемых пород. Это позволяет в процессе бурения вести с помощью КИП механический каротаж. В связи с тем, что по мере увеличения глубины скважины уменьшается отношение нагрузки на породоразрушающий инструмент к весу снаряда, нормальными рядами предусмотрено повышение точности измерителей нагрузки от класса 4 до класса 1.

Контроль нагрузки на крюке талевого системы необходим при спуско-подъемных операциях и, особенно, при ликвидации аварий, вызванных прихватом инструмента в скважине. Применение такого контроля повышает безопасность буровых работ.

Контроль механической скорости бурения позволяет устанавливать наиболее эффективные режимы и проводить механический каротаж в процессе бурения.

Контроль крутящего момента является основным методом предупреждения аварий, вызванных прихватом или обрывом колонны бурильных труб при перегрузках крутящих моментов. Кроме того, контроль крутящего момента позволяет судить о характере разрушения горной породы при бурении и дает дополнительную информацию для механического каротажа. Это позволяет в сочетании с контролем осевой нагрузки оперативно управлять процессом работы породоразрушающего инструмента.

Контроль расхода промывочной жидкости особенно необходим при бурении скважин алмазным инструментом. Он позволяет избежать прижогов коронки и связанных с этим прихватов инструмента. Кроме того, измерение расхода промывочной жидкости позволяет своевременно обнаружить поглощение промывочного раствора в скважине и контролировать состояние буровых насосов.

Контроль давления промывочной жидкости является необходимым по условиям техники безопасности. Кроме того, по давлению можно судить о степени зашламования забоя и герметичности соединений колонны бурильных труб.

Нормальными рядами предусмотрен класс точности приборов, равный 4. Для регистраторов установлен класс точности 2,5.

Нормальными рядами установлены также следующие основные технические требования по условиям эксплуатации аппаратуры:

По рабочему температурному диапазону	
Для датчиков и указателей, °C.....	(-30) — (+50)
Для регистраторов, °C	(-5) — (+50)
По устойчивости к вибрациям	
Для датчиков и указателей, м/сек ²	15
Для регистраторов (в диапазоне частот от 50 до 80 Гц), м/сек ² ...	5
По параметрам источников питания	
Колесания, % от номинальной величины	
напряжения	±20
частоты	±2

Нормальными рядами установлено исполнение приборов: датчиков и указателей - пыле-брызгозащищенное; регистраторов - пылезащищенное.

Все параметры процесса бурения являются физически разнородными. Тем не менее, в основу всех описанных ниже приборов положены единые принципы измерения неэлектрических величин электрическими методами, что позволило в значительной мере унифицировать узлы и блоки различных систем измерения, особенно, вторичных приборов и устройств питания. В этом случае появляется широкая

возможность использования в унифицированных узлах принципиальных решений, разработанных в общепромышленном приборостроении. Что же касается датчиков и исполнительных механизмов автоматических устройств, то для них чаще всего приходится находить оригинальные решения.

В зависимости от условий, способа бурения, типа буровой установки контроль различных параметров может иметь различное назначение. Поэтому, как показала практика, кроме комплексной контрольно-измерительной аппаратуры целесообразно применять отдельные системы измерения каждого параметра. Такое конструктивное исполнение аппаратуры позволяет более экономично осуществить контроль и, кроме того, облегчает освоение техники буровым персоналом.

Различными могут оказаться требования к точности измерения тех или иных параметров. Полноценное формулирование этих требований позволяет осуществить выбор необходимого прибора. Большое значение имеет оценка возможной погрешности, получаемой при измерениях. Оснащение буровых установок измерительной аппаратурой, основанной на электрическом методе измерения, позволяет осуществить автоматизацию процесса бурения.

Контроль процесса геологоразведочного бурения и его автоматизация позволяют создавать системы автоматической оптимизации и телемеханической диспетчеризации, являющихся основой систем автоматического управления геологоразведочным производством [7, 8, 15].

Углубка скважины является основной технологической операцией процесса бурения. При её реализации возникает множество ситуаций, которые фиксируются контрольными приборами. Основная задача контроля процесса бурения - оперативное распознавание технологической ситуации и её численная оценка. Другая, не менее важная - контроль действий бурильщика, для чего необходимо применять соответствующие технические средства и методы.

Для оценки реальных (забойных) значений основных параметров режима бурения, искажённых при прохождении их от наземных исполнительных механизмов до забоя скважины, созданы забойные автономные и телеизмерительные контрольно-измерительные средства. Они позволяют вносить коррективы в показания наземных приборов при управлении процессом бурения. В СКБ «Геотехника» разработана глубинная и телеизмерительная аппаратура ГРП-2 и ТИС-1200. В ВИТР'е совместно с кафедрой радиопередающих устройств ЛЭТИ им. Ульянова /Ленина/ (ЭТУ) разработана скважинная телеизмерительная многоканальная аппаратура с электромагнетрическими преобразователями механических параметров забойных датчиков в электрический сигнал. Аппаратура предназначена для измерения осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент, крутящего момента на коронке, давления промывочной жидкости и сигнализации входа бурового снаряда в пласт угля. Передающим устройством является автономный узкополосный многоканальный забойный передатчик с беспроводным электромагнитным каналом связи (радиолонная забой-устье скважины). Наземная часть аппаратуры оснащена показывающими и записывающими приборами, сигнализатором звукового и светового оповещения об отклонении значений параметров режима бурения от заданных. При эксплуатации в скважинах устойчивая связь с забоем может осуществляться с глубины до 1,5 километра без ретранслятора.

Практическое использование наземных и забойных КИП значительно повышает эффективность процесса бурения и качество геологической информации. На современном этапе позволяет перейти к компьютерному обеспечению управления технологическими процессами. Но для этого утраченный в последние годы интерес к контрольно - измерительным приборам должен снова найти своё прежнее место. Принципиальные

1. ПЕРВИЧНЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ - ДАТЧИКИ

1.1. МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ТЕРМИНЫ

Измерение какой-либо физической величины заключается в сравнении ее с определенным значением этой величины, принятым за единицу.

Сравнение измеряемой величины с единицей измерения производится с помощью мер и измерительных приборов.

Предметы, имеющие ту или иную физическую величину, значение которой известно, и используемые для целей измерения, называются мерами.

Только небольшое число физических величин можно измерять непосредственным сопоставлением измеряемой величины с мерой. Чаще всего для измерения необходимы более сложные устройства - измерительные приборы.

Измерительным прибором называется устройство, служащее для сравнения определяемой величины с мерами.

Меры и измерительные приборы делятся на две группы: образцовые и рабочие.

Рабочие меры и рабочие измерительные приборы служат для практических целей измерения. Образцовые предназначены для воспроизведения и хранения единицы измерения; их применение ограничивается проверкой и градуировкой других мер и измерительных приборов.

Образцовые меры и измерительные приборы, воспроизводящие единицы измерения с наивысшей достижимой при данном состоянии измерительной техники точностью, называются эталонами. Эталоны основных физических величин имеются в каждой стране и хранятся и совершенствуются в специальных государственных учреждениях. Эталоны содержат в особых условиях, и работа с ними выполняется лишь в исключительно ответственных случаях. В повседневной практике для проверки образцовых мер и образцовых измерительных приборов пользуются рабочими эталонами.

1.2. Датчики сжимающих и растягивающих усилий

Датчики сжимающих и растягивающих усилий применяются в системах измерения веса снаряда и нагрузки на забой при бурении, усилия на крюке при спуско-подъемных операциях и предназначены для преобразования действующих на них усилий в электрическое напряжение.

В СКБ разработаны две модификации датчиков ДН наземного контроля: ДНС (сжимающих усилий) и ДНР (растягивающих усилий), а также глубинный датчик нагрузки на забой, применяемый в аппаратуре забойного контроля параметров процесса бурения. В датчике ДНС, рис.1, используется электромагнитный преобразователь дифференциально-трансформаторного типа. Верхняя секция преобразователя состоит из чувствительного элемента 1 и внутреннего магнитопровода 2, с цилиндрическими катушками W_1 цепи возбуждения и измерительными катушками W_2 .

Конструкция нижней компенсационной секции датчика аналогична верхней. Чувствительный элемент 1 и компенсационный элемент 5 выполнены в виде полых цилиндров и изготовлены из железо-алюминиевого сплава Ю-12.

Магнитопроводы 2 и 6 набраны из пакетов листовой трансформаторной стали, армированных в цилиндрических сердечниках из сплошной электротехнической стали марки «Э». Направление магнитных потоков Φ' и Φ'' , созданных катушками W_1 в чувствительном и компенсационном элементах, показано на рис.1. Измеряемое усилие передается через подпятник 10, пята 11 на чувствительный элемент 1 и затем через опору 8 на корпус 7. При этом компенсационный элемент 5 остается ненагруженным, а внутри чувствительного элемента 1 возникают сжимающие

через опору 8 на корпус 7. При этом компенсационный элемент 5 остается ненагруженным, а внутри чувствительного элемента 1 возникают сжимающие механические напряжения. Эти напряжения вызывают соответствующее изменение магнитных характеристик чувствительного элемента, что в свою очередь приводит к изменению магнитных потоков Φ' и Φ'' , разбалансу дифференциально-трансформаторной схемы и появлению э. д. с.

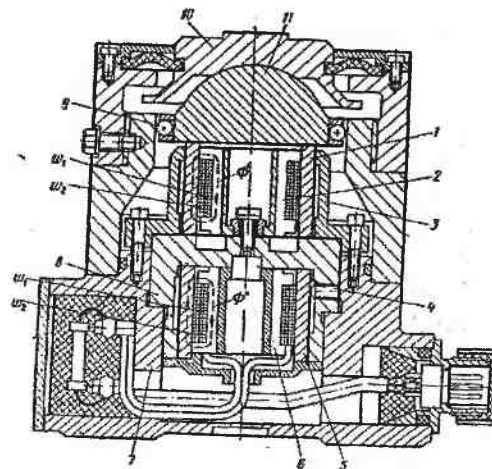


Рис.1. Датчик сжимающих усилий ДНС

Сигнал в виде электрического напряжения подается на вход показывающего и регистрирующего прибора ПРП1 с суточной диаграммой.

Чувствительные и компенсационные секции датчиков ДНС и ДНР унифицированы. В датчике ДНР предусмотрено преобразование измеряемого растягивающего усилия в сжимающее механическое напряжение чувствительного элемента.

Датчик ДНР рассчитан на монтаж в разрыве неподвижного конца каната талевой системы, а датчик ДНС - в специальном устройстве, предназначенном для закрепления неподвижного конца каната и перепуска каната. Такими устройствами комплектуются буровые установки БУ-80, БУ-125, БУ-200 и ряд других установок.

Технические характеристики применяемых датчиков приведены в сводной табл. 1.

1.3. Датчики давления

Датчики давления предназначены для преобразования давления масла в системе гидравлического привода буровых станков и давления промысловой жидкости в электрическое напряжение. В СКБ разработаны четыре модификации датчиков давления: ДД, ДДС и ДДП. Основными узлами датчика давления ДД, рис. 2,

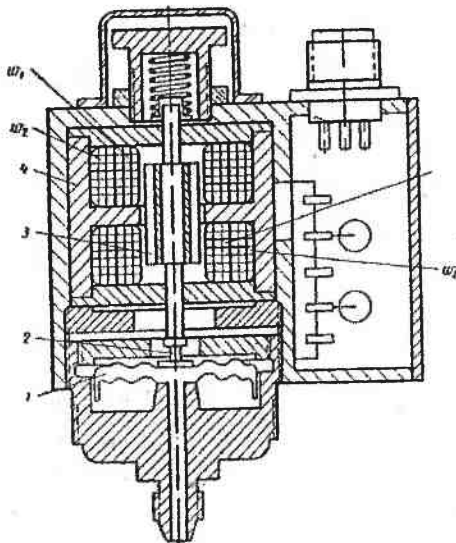


Рис.2. Датчик давления ДД

являются: узел мембраны, преобразующий давление масла в линейное перемещение мембраны; электромагнитный преобразователь, преобразующий линейное перемещение в напряжение переменного тока. В датчике применен серийно выпускаемый мембранный узел с грибовидной мембраной 1, имеющий в рабочем диапазоне перемещений (около 1 мм) линейную зависимость перемещения от давления p . Электромагнитный преобразователь выполнен по дифференциально-трансформаторной схеме и состоит из сердечника 3 и неподвижного магнитопровода 4, внутри которого уложены цилиндрические катушки w_1 и w_2 . Через толкатель 2 перемещение передается на сердечник 3 электромагнитного преобразователя. При этом нарушается симметрия воздушных зазоров между торцами сердечника 3 и неподвижным магнитопроводом 4, и на выходе датчика появляется э.д.с.

Регулировка начального выходного напряжения датчика осуществляется путем поступательного перемещения узла мембраны относительно неподвижного магнитопровода. Для этого узел мембраны крепится в корпусе датчика на резьбе. После регулировки мембранный узел штифтуется совместно с корпусом. Для уменьшения нелинейности преобразования рекомендуется максимальное относительное перемещение плунжера электромагнитного преобразователя (0,2-0,5 мм). Типоразмеры и технические данные серийно выпускаемых датчиков ДД приведены ниже. Основным недостатком датчиков ДД является низкая стойкость мембранного узла к гидравлическим перегрузкам. Для повышения надежности эксплуатации разработаны магнитоупругие датчики давления. Ниже приводится описание конструкции и особенности регулирования магнитоупругого датчика давления ДДС с линейной характеристикой. Чувствительные элементы 1 датчика ДДС, рис. 3, запрессованы в корпусе 8, при этом их торцы и соответствующие торцы корпуса лежат в одной плоскости. Катушки 2 и 3 электромагнитного преобразователя дифференциально-трансформаторного типа расположены соосно с чувствительными элементами 1 и экранируются магнитопроводами 4 и 7. К торцам чувствительных элементов гайками 9 и 12

прижимаются сильфоны 11, запрессованные в обоймы 10. При этом торцы обойм прижимаются к соответствующим торцам корпуса 8. Поскольку упругость обойм 10 и корпуса значительно меньше, чем сильфонов и чувствительных элементов, то при увеличении давления осевая растягивающая деформация сильфона практически полностью преобразуется в осевую деформацию сжатия чувствительного элемента; 5 и 6 шпигты. Если давления в сильфонах будут разными, то внутри чувствительных элементов возникнут различные по величине механические напряжения. Поэтому магнитные характеристики чувствительных элементов изменятся по-разному, что приведет к разбалансу дифференциально-трансформаторной схемы и к появлению выходного электрического напряжения.

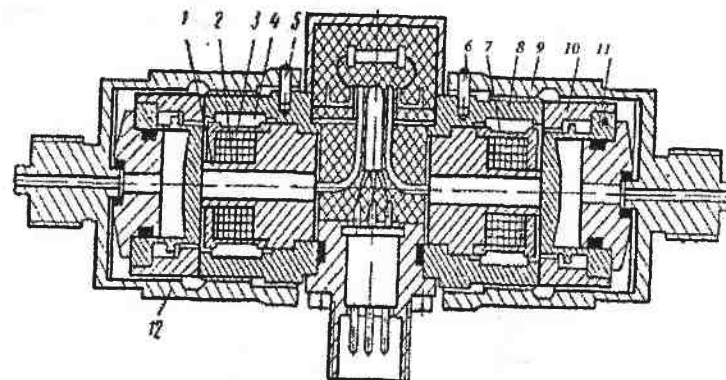


Рис. 3. Датчик давления ДДС

1.4. ДАТЧИК СКОРОСТИ ВРАЩЕНИЯ

Датчик ДО предназначен для получения электрического напряжения переменного тока, пропорционального скорости вращения шпинделя или ротора бурового станка. Основными узлами датчика являются короткозамкнутый ротор 1 и кольцевой статор 2, рис. 4а. Ротор выполнен в виде беличьей клетки, образованной электропроводящими шпинками, уложенными в пазы магнитопроводящего цилиндра, и двумя шайбами, соединяющими эти шпинки между собой с каждого торца. На полюсах статора 2 попеременно расположены катушки - измерительные 3 и возбуждения 4. Каждая группа соединенных между собой катушек образует обмотки - измерительную и возбуждения.

Катушки возбуждения соединены между собой так, чтобы при подаче на обмотку переменного напряжения u_n , возникающий магнитный поток возбуждения Φ_n , замыкался через воздушный зазор ротора и через два соседних полюса статора, на которых расположены катушки возбуждения.

Такое соединение обеспечивает отсутствие напряжения на измерительной обмотке при неподвижном роторе, так как поток возбуждения Φ_n не пересекает витки измерительных катушек.

При вращении ротора шинки «беличьей» клетки будут пересекать магнитный поток Φ , и в них будет возникать э.д.с. А поскольку все шинки соединены (замкнуты) между собой торцевыми шайбами, то образуются как бы короткозамкнутые витки (контуры), по которым под действием наведенных э.д.с. потечет электрический ток. Этот ток образует свой магнитный поток, рис.4 б, который в результате определенного подбора числа шинок будет замыкаться через ротор, воздушный зазор и два соседних полюса, но уже с измерительными катушками. Измерительный магнитный поток $\Phi_{из}$, пересекая витки измерительных катушек, наведет в них э.д.с.

Так как э.д.с. шинки пропорциональны скорости вращения, то величина тока в них будет пропорциональна той же скорости вращения, но тогда и магнитный поток $\Phi_{из}$ и э.д.с. в измерительных катушках также будут пропорциональны скорости вращения.

Измерительные катушки соединены между собой таким образом, чтобы все наведенные в них э.д.с. суммировались. В результате такого соединения напряжение во всей измерительной обмотке $U_{из}$ также будет пропорционально скорости вращения ротора датчика.

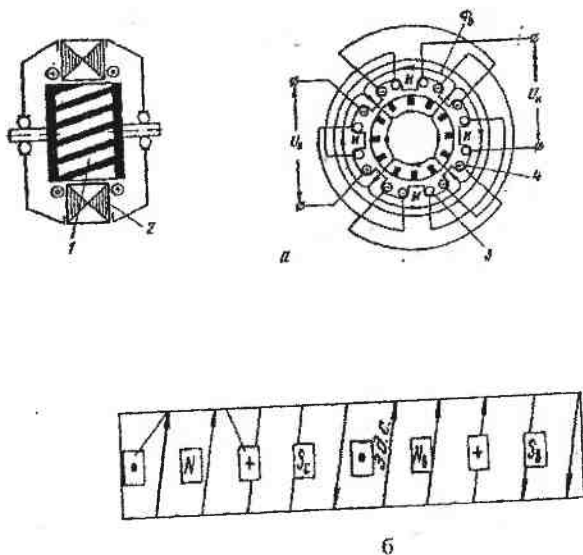


Рис.4. Датчик скорости вращения ДО.
Схема: а - конструкция; б - распределения контуров.

Измерительные катушки соединены между собой таким образом, чтобы все наведенные в них э.д.с. суммировались. В результате такого соединения напряжение во всей измерительной обмотке $U_{из}$ также будет пропорционально скорости вращения ротора датчика.

При несимметричном исполнении магнитной системы на измерительной обмотке датчика будет напряжение и при неподвижном роторе. Это напряжение называется фоном датчика. Фон при наличии «беличьей» клетки будет всегда изменяться

зависимости от положения ротора относительно статора, так как «беличья» клетка принципиально вносит асимметрию в электромагнитную систему датчика. Такое явление объясняется двумя противоречивыми требованиями к конструкции «беличьей» клетки.

С одной стороны, для того чтобы напряжение на измерительной обмотке в любое мгновение было пропорционально скорости вращения ротора, необходимо число шинок в «беличьей» клетке делать нечетным и таким, чтобы сумма э.д.с., наводимых в каждой из них при постоянной скорости вращения ротора, в любое время оставалась постоянной. При выполнении этого требования шинки «беличьей» клетки располагаются относительно полюсов статора асимметрично. Это приводит к нарушению симметрии магнитной системы, и часть магнитного потока возбуждения $\Phi_{в}$ будет замыкаться через полюса с измерительными катушками, что приведет к появлению фона.

С другой стороны, для уменьшения фона необходимо число шинок в «беличьей» клетке обязательно делать кратным числу полюсов статора, т.е. таким, чтобы шинки относительно них располагались симметрично. При выполнении этого требования не соблюдается условие постоянства суммы э.д.с. шинок в любое мгновение, так как все они будут одновременно пересекать магнитный поток $\Phi_{в}$ или находиться в зоне, в которой магнитный поток отсутствует. А это приведет к модуляции напряжения на измерительной обмотке с частотой, кратной частоте (скорости) вращения ротора, что в свою очередь потребует усложнения измерителя.

Это положение накладывает определенные ограничения на область использования датчика. Несмотря на высокую чувствительность его, датчик нельзя использовать для контроля малых скоростей вращения. Поэтому он и нашел применение только при контроле больших скоростей вращения шпинделей и роторов буровых установок. При этом выходной сигнал, пропорциональный скорости вращения, а вместе с ним и фон специально уменьшаются с помощью делителя напряжения до уровня, при котором колебания фона не имеют практического значения.

В качестве датчика используется реверсивный двигатель типа РД-09 (без редуктора), работающий в генераторном режиме.

1.5. Датчики скорости подачи бурового снаряда

Датчик ДС предназначен для получения электрического напряжения переменного тока, пропорционального скорости проходки.

Особенности гидравлического привода подачи бурового станка и привода подачи при бурении с тормоза лебедки определили и некоторые конструктивные отличия датчиков скорости, используемых с указанными приводами. С гидравлическим приводом подачи используется датчик скорости ДС-25, рис. 5, монтируемый на шпинделе станка.

Основными узлами датчика являются: привод с механическим фильтром 8, редуктор 7 с электромагнитной муфтой и тахогенератор 6 с полым ротором 1.

Поступательное движение троса 13, охватывающего барабан 12 привода, преобразуется во вращательное движение внешнего вала 11, которое через упругий элемент 10 сообщается внутреннему валу 9. Внутренний вал привода через зубчатую передачу передает вращение редуктору, а далее ротору тахогенератора.

Упругий элемент и приведенная к внутреннему валу маховая масса ротора представляют собой фильтр механических колебаний с полосой пропускания 0,5Гц. В результате входной вал редуктора вращается достаточно равномерно.

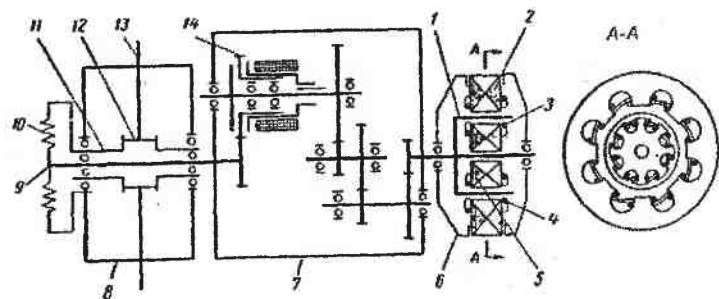


Рис. 5. Датчик скорости подачи бурового снаряда ДС-25.

Для предотвращения чрезмерного износа шестерен редуктора во время перехватов шпинделя станка, когда не требуется вести контроль проходки, в редукторе установлена электромагнитная муфта 14. Электромагнитная муфта передает вращение внутреннего вала редуктору и ротору тахогенератора только при подключении ее обмотки к источнику постоянного тока.

Конструкция тахогенератора от рассмотренного отличается тем, что в нем внутренний статор 5 имеет полюса, причем на них расположены только катушки измерительной обмотки 3, а на полюсах внешнего статора 2 - только катушки обмотки возбуждения 4. Каждая катушка (измерительная или возбуждения) охватывает два соседних полюса. Однако соединение их таково, что магнитные потоки каждой обмотки замыкаются через полюс. В то же время полюса, через которые замыкаются магнитные потоки возбуждения $\Phi_{\text{в}}$, сдвинуты на один полюс относительно полюсов, через которые замыкаются магнитные потоки $\Phi_{\text{и}}$ измерительной катушки.

Таким образом, сохраняется чередование измерительных полюсов (через которые замыкаются $\Phi_{\text{и}}$) с полюсами возбуждения (через которые замыкаются $\Phi_{\text{в}}$). В остальном принцип действия тахогенератора и датчика скорости вращения ДС аналогичны.

Использование такой укладки катушек и внутреннего статора со своими полюсами позволило получить большую чувствительность и значительно снизить напряжение фона на измерительной обмотке, обусловленного неточностью изготовления узлов и деталей тахогенератора. Напряжение фона при такой конструкции внутреннего статора уменьшается при его повороте относительно внешнего статора.

На рис. 6 показан общий вид датчика скорости подачи бурового снаряда ДС - 25.

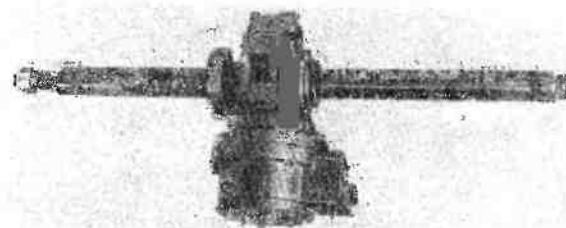


Рис. 6. Датчик скорости подачи бурового снаряда ДС-25.

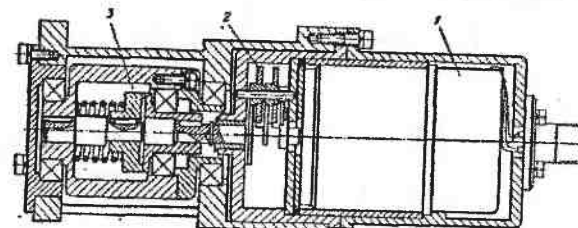


Рис. 7. Датчик скорости подачи бурового снаряда ДС-100.

При бурении с ведущей штангой используется датчик скорости подачи ДС-100, рис.7, с приводом от каната лебедки. Скорость движения каната лебедки при спуско-подъемных операциях в несколько тысяч раз превосходит скорость бурения, вследствие чего конструкция привода подачи датчика должна обеспечить надежную защиту его редуктора от чрезмерных перегрузок. В датчике ДС-100 эта задача решена путем его подвески на балке оттяжного ролика вышки буровой установки, рис.8.

Датчик 7 посредством двух кронштейнов 3 подвешен к балке 1 оттяжного ролика 2 таким образом, что направляющие оттяжного ролика и ролика привода датчика находятся в плоскости движения каната 6. Пружиной 4 создается постоянное усилие для прижатия ролика датчика к канату, устанавливаемое по зазору между кронштейном подвески 3 и упорным винтом 5. При спуско-подъемных операциях в результате смещения бурового станка относительно оси скважины контакт каната с роликом привода датчика нарушается. Однако и в процессе бурения, когда шпиндель бурового станка находится над скважиной, наблюдаются режимы бурения, характеризующиеся значительными линейными скоростями перемещения буровой колонны. Для предохранения редуктора датчика от поломок предусмотрено фрикционное устройство 3 (см. рис.7). При этом вращающий момент на редуктор 2 привода датчика передается через две полумуфты, усилие сцепления между которыми создается пружиной. В качестве тахогенератора датчика используется асинхронный двухфазный двигатель с полым ротором типа АДП-362. Полый ротор изготавливается из электропроводящего материала, а внутренний статор - из магнитопроводящего материала.

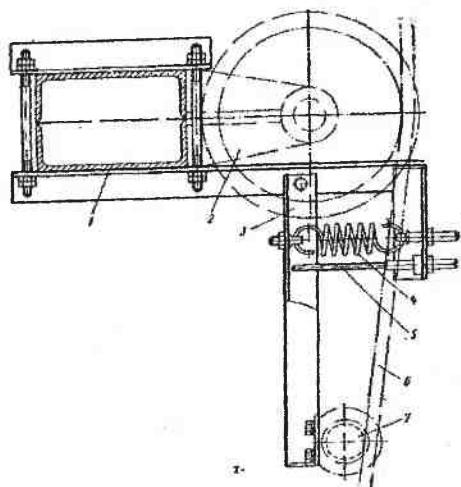


Рис. 8. Схема установки датчика ДС-100.

1.6. Датчики расхода жидкости

Датчики расхода жидкости предназначены для преобразования объемного расхода жидкости в системе промывки скважин в электрическое напряжение переменного тока.

Известно большое число типов датчиков расхода жидкости, основанных на самых разнообразных физических принципах. Однако широкий диапазон физико-механических свойств применяющихся промывочных жидкостей в сочетании с их абразивностью исключает возможность применения для контроля расхода таких жидкостей большей части известных типов датчиков.

Отличительная особенность промывочных жидкостей состоит в том, что их плотность, вязкость, тепло- и электропроводность в процессе эксплуатации меняются в широких пределах. В состав жидкости могут входить химически активные ингредиенты и нефтепродукты. Давление в напорной магистрали меняется в больших пределах (0—20 МПа). Температура промывочной жидкости может меняться от нуля до 40—50° С.

Радикальное решение задачи контроля расхода промывочной жидкости получили лишь после разработки электромагнитных расходомеров, обладающих такими ценными свойствами, как независимость показаний от физико-механических свойств жидкости, высокая абразивная стойкость, достигаемая благодаря отсутствию в датчике подвижных и выступающих частей.

Принцип действия электромагнитных датчиков расхода жидкости основан на использовании явления электромагнитной индукции и заключается в том, что в слоях жидкости, движущейся в магнитном поле, возникает э.д.с. Известно много разновидностей электромагнитных датчиков расхода.

Они отличаются способами создания и конфигурацией магнитного поля в среде, а также способом измерения возникающей в контролируемом потоке э.д.с.

Наибольшее распространение получили электромагнитные датчики расхода, в которых контролируемый поток проходит через трубу, расположенную в зазоре электромагнита переменного тока, а э.д.с. измеряется при помощи двух электродов, вмонтированных в трубу датчика перпендикулярно к силовым линиям магнитного поля.

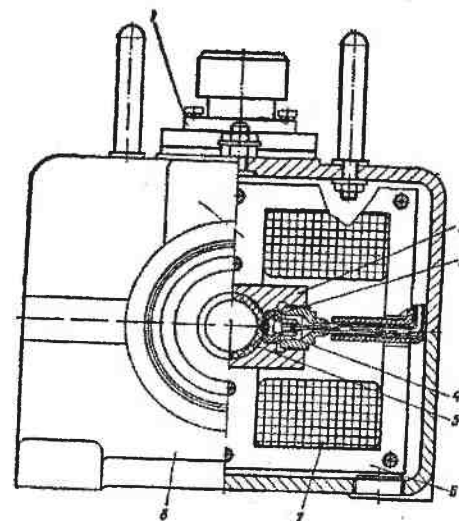


Рис. 9. Датчик расхода жидкости

Поперечное сечение трубы датчика может иметь различную конфигурацию, однако из технологических соображений предпочтительно применение круглых труб. Именно по такой конструктивной схеме выполнены разработанные СКБ электромагнитные датчики расхода типа ДР нескольких типоразмеров [1], предназначенные для контроля расхода промывочной жидкости при бурении скважин, рис. 9.

Датчики типа ДР выполнены следующим образом. Промывочная жидкость пропускается через трубопровод 2 из немагнитной нержавеющей стали, футерованный внутри трубкой 5 из морозостойкого полиэтилена. Трубопровод 2 помещен в поле электромагнита переменного тока с сердечником 6 из листовой электротехнической стали. Сердечник 6 имеет Ш-образную форму с укороченным средним стержнем. На сердечнике 6 закреплены две последовательно соединенные катушки возбуждения 7. Э.д.с., индуцируемая при протекании жидкости в поле электромагнита, снимается с помощью двух электродов 4 из нержавеющей стали.

Электроды 4 вмонтированы с помощью изоляционных втулок 3 в диаметрально противоположных точках трубопровода 2 в плоскости, перпендикулярной направлению магнитного потока. Датчик заключен в литой разъемный корпус 8, на котором установлены два штепсельных разъема 1. На один из них выведены концы обмоток возбуждения 7, на другой — электроды 4. Датчики ДР положительно зарекомендовали себя при эксплуатации в составе расходомеров промывочной жидкости.

2. ВТОРИЧНЫЕ ПРИБОРЫ

2.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ

Контрольно-измерительная аппаратура, применяемая в геологоразведочном бурении, предназначена для контроля технологических параметров процесса углубки скважины и спуско-подъемных операций. На рис. 10 приведена классификация технических средств контроля, в основу которой положены принципы ранжирования измерителей по способу воздействия на объект контроля, числу контролируемых параметров и выполняемым функциям. В настоящее время для контроля процесса бурения применяются, главным образом, технические средства контроля с датчиками, расположенными на исполнительных буровых механизмах.

Контроль, осуществляемый аппаратурой, может быть пассивным и активным. При пассивной форме связь операций контроля и управления производится через бурильщика, при активной — без бурильщика. По числу контролируемых параметров аппаратура обеспечивает комплексный контроль и контроль отдельных параметров, по функциям — обеспечивает измерение, измерение и сигнализацию, измерение и регистрацию, измерение и регистрацию с одновременной сигнализацией. Характеристика технических средств контроля процесса бурения приведена в конце главы в табл. 3.

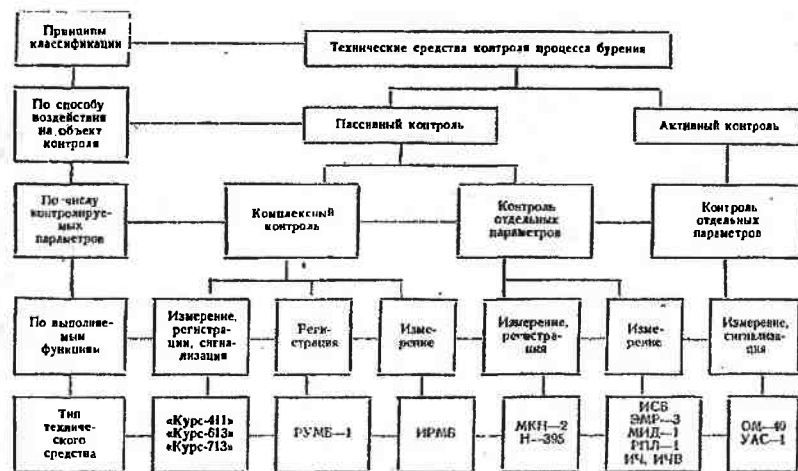


Рис. 10. Классификация технических средств контроля процесса бурения

Таблица 1

Технические характеристики датчиков

Датчик	Тип датчика	Пределы преобразования	Выходное напряжение, В	Непогрешность преобразования, % не более	Начальное выходное напряжение, % от максимального сигнала	Потребляемая мощность, ВА	Габариты, мм
Сжимающих усилий	ДНС2-1,0	0-1000 даН	1,0	±1,5		0,4	155X180X150
	ДНС2-1,5	0-1500 даН	1,0		6,0		180X200X175
	ДНС2-2,5	0-2500 даН	2,0	±1,5		1,0	620X180X90
	ДНС1-4,0	0-4000 даН	2,0				57X01090 57X01125 57X01140
	ДНС1-5,0	0-5000 даН	2,0	±1,5	6,0	1,0	215X92X72 215X92X72 218X93X85
Растягивающих усилий	ДНР1-2,0	0-2000 даН	1,0				150X260X160
	ДНР1-3,0	0-3000 даН	1,0				150X260X187
	ДНР1-4,5	0-4500 даН	2,0				214X480X225
Крутящего момента	ДМ40 **	0-25 даН·м*	1,0				150X150X280
	ДМ75	0-175 даН·м*	2,0	±2,5	10,0	3,0	95X95X74
	ДМ90	0-300 даН·м*	2,0				
Давления	ДДС2-1	0-750 даН/см ²	1,0				
	ДДС2-2	0-40 даН/см ²	1,0				
	ДДС1-1	0-60 даН/см ²	2,0	±1,5	10,0	10,0	
Расхода жидкости	ДДС1-2	0-100 даН/см ²	2,0				
	ДР20	0-300 л/мин	0,001	±1,5	3,0	10,0	
	ДР40	0-1000 л/мин	3,0				
Скорости прохода	ДР80	0-5000 л/мин	5,0	±1,5	3,0	17,0	
	ДС25-1	0-9 м/ч	5,0				
	ДС25-2	0-15 м/ч	5,0				
Частоты вращения	ДС25-3	0-25 м/ч	1,5				
	ДО-500	0-500 мин ⁻¹					
	ДО-1000	0-1000 мин ⁻¹					
	ДО-1500	0-1500 мин ⁻¹					

* Цифры в обозначении датчиков ДМ соответствуют диаметру наружной резьбы в мм. В общем случае этим пределам должны соответствовать датчики для спуско-подъемных операций. В общем случае этим пределам должны соответствовать датчики для спуско-подъемных операций. В общем случае этим пределам должны соответствовать датчики для спуско-подъемных операций.

** Верхние пределы преобразования, дающие для спуско-подъемных операций, равные 210 ±20 кгс/см². Номинальное напряжение питания — 36В, номинальная частота тока питания 50 Гц.

2.2. Гидравлический индикатор веса ГИВ-6

Гидравлический индикатор веса (ГИВ) применяется для измерения веса бурового инструмента на крюке и осевой нагрузки на забой при геологоразведочном бурении со свободной подачей преимущественно станками 7 и 8 классов. Измерительные устройства ГИВ в основном используются в нефтяном бурении при подвесе бурового инструмента на крюке талевого оснастки. Подробное описание механизма работы измерителя ГИВ, как и других средств технологических измерений в нефтяном бурении, приведено в [5, 10].

Гидравлический индикатор веса состоит из трансформатора давления и манометров - показывающего и самопишущего. По показывающим приборам бурильщик контролирует текущий процесс бурения. По записи диаграммы самопишущего манометра анализируют процесс бурения скважины и работы, связанные с ее проходкой.

Механическая скорость бурения в значительной степени зависит от нагрузки на забой. Уменьшение осевой нагрузки приводит к снижению скорости, чрезмерное увеличение - к поломке бурильных труб, породоразрушающего инструмента, искривлению ствола скважины и т.д. Нагрузку на забой определяют как разницу между весом бурильной колонны, когда инструмент приподнят над забоем, и весом ее во время бурения. Вес инструмента, висящего на крюке талевого системы, определяют как произведение усилия в неподвижном конце каната на число его струн, несущих талевый блок. При этом учитывается начальное усилие в неподвижном конце от веса талевого блока, крюка и вертлюга.

Нагрузка, действующая на вышку, вычисляется как произведение усилия в неподвижном конце талевого каната на общее число несущих струн плюс две струны (неподвижный и ходовой концы каната), т.е. учитываются дополнительные усилия на вышку, передаваемые через кронблок ходовым и неподвижным концами талевого каната.

Для измерения веса бурильной колонны, подвешенной на крюке талевого системы, и косвенного определения осевой нагрузки на долото служит прибор, называемый индикатором веса. Перед началом бурения бурильную колонну, находящуюся над забоем, вращая вхолостую, медленно подают на забой, затем включают буровые насосы и замечают первое показание индикатора веса; второе его показание отсчитывают в начале бурения. Величина нагрузки на забой будет равняться разности показаний индикатора веса до и после начала бурения, умноженной на число струн талевого блока.

В индикаторе веса использован принцип измерения горизонтальной составляющей натяжения неподвижного конца каната. Для уменьшения габаритов и веса индикатора он рассчитывается на усилие не от всего веса бурильной колонны, а лишь на усилие в неподвижном конце талевого каната; изменение этого усилия пропорционально нагрузке на крюке. Под действием веса бурильной колонны, приложенного к крюку талевого системы, неподвижный конец талевого каната испытывает растягивающее усилие P . Канат, проходя через несущие крайние ролики, посередине опирается на средний ролик и преломляется на некоторый угол α , вызывая усилие R , которое определяется следующей зависимостью.. (А.В. Синельников. «Автоматизация и средства контроля бурения скважин»):

$$R = 2P \sin \alpha$$

$$R = p F,$$

где p - давление жидкости в мессдозе, МПа; F - площадь поверхности мембраны мессдозы, см².

$$P = R/2 \sin \alpha$$

Подставляя значение R получаем

$$P = pF/2 \sin \alpha.$$

Нагрузка на крюке, кН

$$Q_{кр} = 2mP/n$$

(m — число роликов талевого блока; n - к.п.д. талевого системы).
Подставляя в последнее уравнение значение P , получаем нагрузку на крюке

$$Q_{кр} = mpF/\sin \alpha n$$

Так как угол α незначителен, можно принять

$$\sin \alpha = \operatorname{tg} \alpha,$$

тогда

$$Q_{кр} = p m F / \operatorname{tg} \alpha n$$

Значения F , m , n - постоянные величины, т.е. при определенной конструкции мессдозы и талевого системы, имеющей данный к.п.д., можно записать

$$mF/\operatorname{tg} \alpha n = \text{const},$$

тогда

$$Q_{кр} = cP,$$

т.е. нагрузка на крюке и показания манометра, соединенного с мессдозой, имеют такую зависимость, при которой бурильщик может судить о нагрузке на крюке по отсчетам значения p на манометре.

Основными узлами гидравлического индикатора, рис.11, являются гидравлический трансформатор давления 7, манометр 6, показывающий прибор (верньерный) 5, регистрирующий прибор 4 с краном 2 и пресс-бачком 3. Все перечисленные устройства соединены в единую гидравлическую систему трубкой 1, заполненной специальной жидкостью из пресс-бачка. Насос используется для закачки жидкости в систему, вентиль - для отключения системы от насоса после закачки.

Трансформатор давления является преобразователем усилий в неподвижном конце талевого каната в величины давления, передаваемые на показывающий и самопишущий манометры. Трансформатор представляет собой гидравлическую мессдозу, состоящую из литого корпуса и резиновой (с кордом) мембраны, расположенной внутри его.

На мембрану опирается тарелка, несущая средний ролик. Трансформатор монтируется на неподвижном конце талевого каната, изгибающегося между крайними и средним (опорным) роликами. На средний ролик действует горизонтальная составляющая натяжения в канате, вызванная его изгибом. Усилие, действующее на тарелку, определяется величиной натяжения и углом изгиба каната.

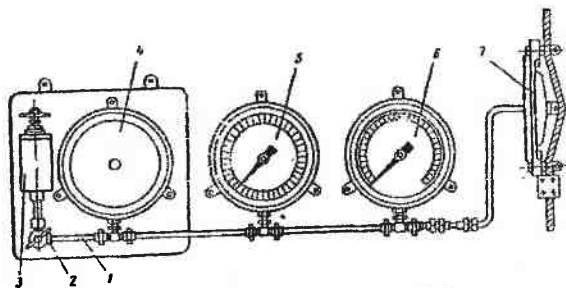


Рис. 11. Схема гидравлического индикатора веса ГИВ-6

Показывающим и самопишущим манометрами измеряется давление, пропорциональное усилиям, действующим на мембрану. Благодаря объемным деформациям упругих элементов манометра, а также соединительных трубок тарелка при увеличении давления несколько перемещается и изменяет угол изгиба каната. Это обстоятельство вносит нелинейную зависимость между давлением в трансформаторе и усилием на канате. Поэтому, чтобы пользоваться индикатором веса, необходимо иметь градуировочную таблицу, которая составляется при тарировке прибора на заводе, изготовляющем приборы. Следовательно, индикатор веса - прибор, имеющий индивидуальную шкалу.

Трансформатор давления гидравлического индикатора веса показан на рис. 12. Корпус 13 трансформатора давления отливается из модифицированного чугуна. В приливах корпуса гайками 12 и контргайками 11 крепятся обоймы 1 и 7, несущие крайние ролики 8. Взаимная перпендикулярность осей ролика и каната достигается фиксированием обойм, осуществляемом стопорами 10. В средней части корпуса имеет выточку глубиной 3 и диаметром 222 мм, которая перекрывается резиновой (с кордом) мембраной 5. Последняя прижата к корпусу крышкой 6, укрепляемой болтами 2, затянутыми гайками. На мембрану опирается поплавков 4, несущий обойму 3 среднего ролика.

Трансформатор с магистралью, идущей от манометров, соединен шлангом и штуцером 15. Очень важно, чтобы в полости трансформатора и в системе не было воздуха, так как это увеличит нелинейность шкалы прибора. В корпусе предусмотрено отверстие, заглушаемое пробкой 14. Оно предназначено для удаления воздуха из трансформатора при заполнении его жидкостью. Угол преломления каната регулируется прокладками под торец обойм крайних роликов. На неподвижном конце троса трансформатор крепится при помощи трубчатого зажима 9.

Показывающий манометр гидравлического индикатора веса приведен на рис. 13. Чувствительным элементом манометра является трубчатая пружина 3, неподвижный конец которой впаян в держатель 10, прикрепленный тремя винтами к корпусу прибора. Свободный конец пружины заглушен наконечником 5, соединенным шарнирно через тягу 6 с хвостовиком сектора 4. При перемещении свободного конца пружины перемещаются сектор и находящаяся с ним в зацеплении трубка, на оси которой насажена стрелка 2 прибора. Спиральная пружина 1 устраняет возможные люфты.

Тяга соединяется с хвостовиком сектора при помощи ползуна, которым можно регулировать плечо сектора, а следовательно, и величину угла поворота стрелки при одном и том же перемещении свободного конца трубки. Шкала прибора разделена на 100 равных частей с оцифровкой через каждые 10 делений. Угол поворота стрелки 270°. В штуцер 9 манометра ввинчена втулка 5, в которую вставлена игла 7, образующая в канале втулки зазор. Последний создает гидравлическое сопротивление, являющееся демпфером, устраняющим резкие колебания стрелки. Диаметр корпуса манометра 265 мм.

Самопишущий манометр имеет чувствительный элемент, в качестве которого использована геликоидальная пружина. Гидравлический индикатор веса комплектуется стандартным самопишущим манометром МГ.

Рассмотрим метод определения веса бурильной колонны и нагрузки на долото по индикатору веса, пользуясь паспортными данными прибора. Индикатор веса весом колонны в подвешенном состоянии над забоем и весом колонны частично разгруженной во время работы долота на забое. Для определения натяжения неподвижного конца талевого каната пользуются паспортом. Значение усилий в паспорте дается через 10 делений. Промежуточные показания (между целыми десятками) определяются интерполяцией.

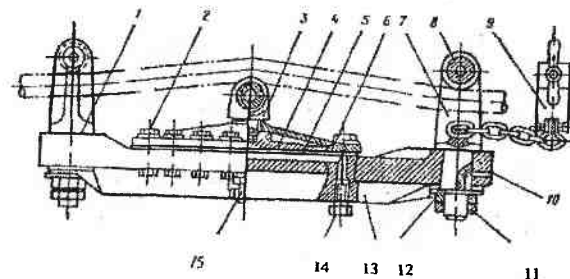


Рис. 12. Трансформатор давления гидравлического индикатора веса

Пример 1. Показания манометра - 45 делений. По данным паспорта 40 делениям шкалы соответствует усилие 62 кН. 50 делениям - 80 кН. Средняя цена одного деления в этом интервале (40 - 50 делений) составляет $(80 - 62) / 10 = 1,8$ кН.

Нагрузка на крюке $Q_{кр}$, отнесенная к одной струне, при 45 делениях - $Q_{кр} = 62 + 1,8 \times 5 = 71$ кН.

Величина нагрузки, соответствующую начальному натяжению неподвижного конца талевого каната, равную 5 кН, будем иметь: $Q_{кр} = 71 - 5 = 66$ кН.

При оснастке 4х5 число струн, несущих талевый блок, равно 8. Тогда нагрузка на крюке - $P = Q_{кр} \times n = 66 \times 8 = 528$ кН.

Чтобы перейти от нагрузки на крюке к определению веса бурильной колонны, следует учесть потерю веса в глинистом растворе, пользуясь соответствующим уравнением. Нагрузка на вышку:

$$P_v = Q(n + 2),$$

где n - число струн, поддерживающих талевый блок; Q - нагрузка на неподвижном конце талевого каната без вычета начального натяжения. При $n = 8$

$$P_v = 71(8 + 2) = 710 \text{ кН.}$$

Нагрузка на долото определяется произведением числа делений разгрузки по манометру на среднюю цену одного деления в данном интервале.

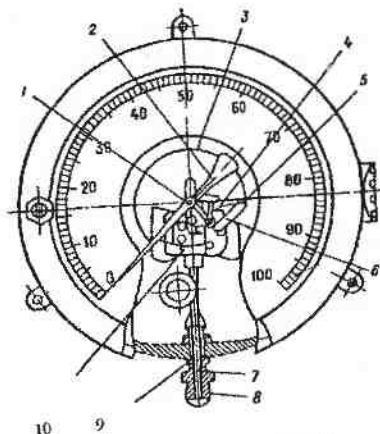


Рис. 13 Показывающий прибор гидравлического индикатора веса

Пример 2. Оснастка 5хб. Число струн, несущих талевый блок, $n=10$. Показание манометра перед началом бурения - 58 делений, в начале бурения - 52 деления. Величина разгрузки при этом составляет шесть делений ($58-52=6$). По данным паспорта 50 делениям манометра соответствует нагрузка 80 кН, а 60 делениям - 99 кН. Средняя цена деления в этом интервале составляет $(99 - 80) / 10 = 1,9$ кН. Нагрузка на долото при шести делениях по манометру $P_d = 1,9 \times 10 \times 6 = 114$ кН.

Если надо определить нагрузку на долото в кН, то необходимо ее пере- считать, т. е. определить величину разгрузки по манометру в делениях.

Пример 3. Оснастка 4х5, $n=8$. Нагрузка на долото, которую надо держать буровику, не более 100 кН. Показание манометра до начала бурения при вращении инструмента над забоем - 68 делений.

По паспорту 60 делениям манометра соответствует усилие 99 кН, а 70 делениям - 118 кН. Цена одного деления в интервале между 60-м и 70-м делениями составляет $(118-99)/10 = 1,9$ кН. Чтобы определить число делений, соответствующее разгрузке 100 кН, требуется $100/(1,9 \times 8) = 6,6$ делений. Следовательно, чтобы ориентироваться в величине разгрузки по показывающему манометру, буровику должен держать по нему 68-6 = 62 деления.

При пользовании верньер-манометром надо учитывать, что цена деления верньерной шкалы гидравлического индикатора веса равна половине цены деления основной шкалы.

2.3. Измерители осевой нагрузки

Магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки МКН1 предназначен для контроля веса бурового снаряда и осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент при бурении со свободной подачей бурового снаряда, а также нагрузки на крюк процессе спуско-подъемных операций и аварийных работ. Основными приборами, применяемыми для контроля нагрузки на крюк и осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент при бурении со свободной подачей бурового снаряда, до последнего времени являлись пружинные динамометры ДПУ и гидравлические индикаторы веса ГИВ. Опыт эксплуатации этих приборов показал, что наряду с такими преимуществами, как

несложная конструкция и относительно низкая стоимость, эти приборы обладают целым рядом существенных недостатков, к которым следует отнести низкую стойкость к механическим перегрузкам и невозможность дистанционного измерения и регистрации определяемого параметра. Гидравлические индикаторы веса неудобны в эксплуатации из-за утечек в маслопроводах, их показания в значительной мере зависят от диаметра каната и температуры окружающего воздуха.

Кроме того, приборы ДПУ и ГИВ не обеспечивают возможности отсчета непосредственно нагрузки на породоразрушающий инструмент. Эти приборы не могут быть использованы в электрических системах автоматического управления процессом бурения. Перечисленные недостатки устранены в магнитоупругих компенсационных измерителях нагрузки МКН1 [1].

Измерители МКН1 предназначены для контроля веса бурового снаряда и осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент при бурении со свободной операцией и аварийных работ. Измерители обеспечивают поочередную запись на дисковую суточную диаграмму осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент и нагрузки на крюке, что позволяет контролировать баланс рабочего времени.

Основными узлами, входящими в комплект измерителя МКН1, являются: датчик усилий ДНР, или ДНС, показывающий и регистрирующий прибор ПРП1 и соединительные кабели.

Прибор ПРП1 представляет собой автоматический компенсатор переменного тока и имеет два измерительных канала и соответственно две шкалы «Вес» и «Нагрузка».

Принцип измерения веса инструмента и нагрузки на породоразрушающий инструмент состоит в следующем. Известно, что нагрузка на забой равна

$$P_n = P_{\text{кол}} - P_{\text{кр}},$$

где $P_{\text{кол}}$ - вес колонны буровых труб; $P_{\text{кр}}$ - усилие, создаваемое лебедкой через талевую систему, для удержания бурового снаряда (усилие на крюке).

Таким образом, прибор должен измерять нагрузку на крюк, запоминать вес бурового снаряда при операции «взвешивание» и непрерывно решать данное уравнение, обеспечивая индикацию веса бурового снаряда, осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент и нагрузки на крюке на отсчетных устройствах.

На рис. 14 приведена структурная схема измерителя МКН. Датчик D преобразует усилие, пропорциональное усилию на крюк, в электрическое напряжение, а индукционные потенциометры P_1 и P_2 поочередно уравнивают это напряжение. На вход нуля-усилителя подается алгебраическая сумма напряжений от датчика и потенциометров

Потенциометр P_1 является запоминающим устройством веса снаряда и служит для измерения и подачи пропорционального ему напряжения на вход нуля-усилителя. При взвешивании бурового снаряда выходная цепь потенциометра P_1 замыкается накоротко с помощью механизма МП. После того как выходное напряжение потенциометра P_1 , станет равным напряжению датчика, управляющая обмотка двигателя РД (вместе с фазосдвигающей емкостью) отключается. При этом двигатель РД начнет работать в режиме самоторможения и потенциометр P_1 «запомнит» вес бурового снаряда. «Запомненное» потенциометром P_1 напряжение подается вместе с напряжением датчика на вход усилителя НУ. Потенциометр P_2 в уравновешенном состоянии компенсационной схемы измеряет алгебраическую сумму напряжений в соответствии с уравнением $U_k = U_1 - U_d$, где U_1 и U_2 - выходные напряжения потенциометров P_1 и P_2 , U_d - выходное напряжение датчика.

Уравнение аналогично предыдущему уравнению: напряжение U_1 пропорционально весу $P_{\text{кол}}$, а напряжение U_d пропорционально усилию разгрузки $P_{\text{кр}}$. Отсюда следует, что

выходное напряжение U_2 потенциометра $П_2$ в уравновешенном состоянии пропорционально нагрузке на забой P_k .

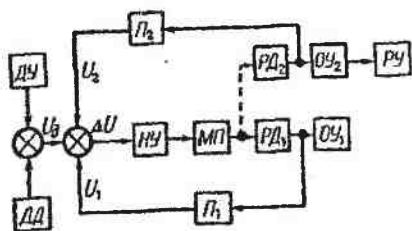


Рис. 14. Структурная схема измерителя МКН

Ротор потенциометра $П_1$ связан с отсчетным устройством веса бурового снаряда $ОУ_1$ а ротор потенциометра $П_2$ - с отсчетным устройством осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент $ОУ_2$ и регистрирующим устройством $РУ$. Напряжение разбаланса измерительной схемы прибора dU , поданное на вход нуля-усилителя HV , усиливается и в зависимости от положения механизма переключения $МП$, подается на один из реверсивных двигателей $РД_1$ или $РД_2$.

Приведенный во вращение двигатель через редуктор P_1 или P_2 поворачивает ось одного из потенциометров отсчетного устройства до тех пор, пока система не придет в равновесие, т. е. напряжение dU не станет равным нулю.

При контроле нагрузки на крюке с помощью делителя напряжения выходное напряжение потенциометра $П_2$ увеличивается в 5 или 10 раз (в зависимости от модификации прибора) с одновременным изменением фазы этого напряжения на 180° . Это позволяет при соответствующем увеличении цены деления шкалы отсчитывать нагрузку на крюке по той же шкале, по которой проводится отсчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент.

В приборе $ПРП_1$ применен электронный нуля-усилитель, рис.15, состоящий из усилителя напряжения, усилителя мощности, цепи отрицательной обратной связи, силового трансформатора и выпрямителя.

Двухкаскадный усилитель напряжения $Л_1$ собран на лампе $6Н2П$. Между сеткой и анодом правой лампы включен двойной Т-образный фильтр ($C_6, C_7, C_8, R_{14}, R_{16}$), настроенный на рабочую частоту и создающий отрицательную обратную связь на частотах, отличных от рабочей.

Питание усилителя напряжения осуществляется через двухполупериодный выпрямитель $Д$, выполненный на четырех селеновых диодах. На входе выпрямителя для сглаживания пульсаций подключен П-образный фильтр (R_{12}, R_{13}, C_4, C_5). Усилитель мощности $Л_2$ собран на лампах $6Н1П$, включенных параллельно.

Питание усилителя мощности осуществляется переменным током от одной из обмоток силового трансформатора. Фазы напряжения на анодах ламп $Л_2$ и $Л_3$ противоположны.

Таким образом, переменное напряжение, поступающее на сетки обеих половин лампы, данный момент будет совпадать по фазе с анодным напряжением только одной половины лампы, которая и будет проводить ток.

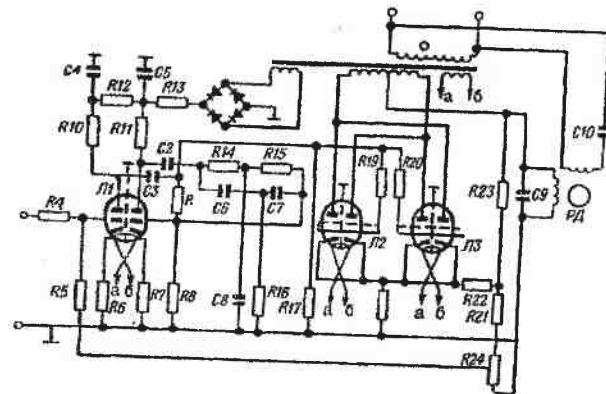


Рис. 15. Принципиальная схема электронного нуля-усилителя

Сопротивления R_{18}, R_{22} и R_{23} , совместно с включенными параллельно управляющей обмоткой двигателя $РД$ и емкостью C_9 , образуют мост, с диагонали которого снимается переменное напряжение, пропорциональное частоте вращения двигателя.

Переменное сопротивление R_{24} позволяет подбирать величину обратной связи по скорости обработки сигнала для получения оптимального затухания переходного процесса следящей системы.

При отсутствии сигнала на обмотке управления двигателя протекает пульсирующий ток, который может быть представлен в виде суммы переменной составляющей частотой 100 Гц и постоянной составляющей.

При взаимодействии переменного магнитного поля, созданного составляющей тока частотой 100 Гц, с магнитным потоком обмотки возбуждения, имеющего частоту 50 Гц, на роторе двигателя не возникает вращающий момент одного направления, и, следовательно, ротор двигателя будет находиться в неподвижном состоянии. Постоянная составляющая магнитного поля способствует успокоению ротора.

При наличии сигнала на управляющую обмотку двигателя подается напряжение частотой 50 Гц. При этом ротор начинает вращаться, причем его направление вращения зависит от фазы напряжения на входе нуля-усилителя.

В приборе $ПРП_1$ установлены асинхронные двухфазные двигатели $РД-09А$, с понижающим редуктором, обеспечивающим прохождение стрелкой прибора всей шкалы за 3 с. В приборах $ПРП_1$ основной модификации применены индукционные потенциометры $ИП_1$.

В одной из модификаций прибора имеется выход непрерывного дублирующего сигнала, пропорционального осевой нагрузке на породоразрушающий инструмент. Для этого в приборе применен индукционный потенциометр $ИП_2$.

Показывающий и регистрирующий прибор $ПРП_1$ крепится к стене бурового здания или к приборной стойке (на установках глубокого бурения). Размеры шкалы прибора (диаметр 300 мм) позволяют наблюдать за показаниями на расстоянии 5-6 м.

Датчик ДНР измерителя МКН1 монтируется в разрыв неподвижного конца каната талевой системы, а датчик ДНС – в специальном устройстве, предназначенном для закрепления неподвижного конца каната и его перепуска.

Измеритель МКН1 может комплектоваться устройством УМН, предназначенным для монтажа датчика с обеспечением перепуска каната на буровых станках ЗИФ-1200.

Техническая характеристика МКН1

Номинальное напряжение питания, В.....	380
Номинальная частота тока питания, Гц.....	50
Потребляемая мощность, ВА, не более.....	40
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С.....	(-30 ± 40)
допустимая влажность воздуха, % :	
для датчика	98
для вторичного прибора	95
допустимые колебания напряжения питания, от номинального значения, %.....	± 20
допустимые колебания частоты от номинального значения, %.....	± 1
Виброустойчивость, м/сек ²	(5 – 80 Гц) до 15
Исполнение измерителя	пыле-брызгозащитное
Размеры вторичного прибора, мм.....	460х400х210

Контролируемые параметры, верхние пределы измерения и основная погрешность указаны в табл. 2.

Таблица 2

Контролируемый параметр	Верхние пределы измерения для буровых станков (установок)					Основная погрешность, %	
	ЗИФ-650 СКБ-4	ЗИФ-1200	БА-2000	БУ-80	БУ-125	при визуальном контроле	при регистрации
Нагрузка на буровой инструмент, кН	30	30	30/45	400	500	±2,5	±2,5
Вес бурового снаряда, кН	75	150	200/300	1000	1500	±2,5	–
Нагрузка на крюке, кН	150	300	300/450	2000	2500	±4,0	±4,0

Магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки МКН2

Наиболее распространенными приборами, позволяющими контролировать вес бурового снаряда и осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент при бурении с гидравлической подачей, являются в настоящее время встроенные указатели нагрузки на забой, которыми комплектуются буровые станки ЗИФ и СКБ. В этих приборах не регистрируются контролируемые параметры. Цена деления шкалы прибора зависит от того, ведется ли бурение с догрузкой или разгрузкой бурового снаряда, что создает неудобства в работе. При необходимости контроля нагрузки на крюке или на переходе к бурению со свободной подачей требуются дополнительные приборы.

Магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки МКН2 является более универсальным прибором. Этот прибор предназначен для контроля веса бурового снаряда и нагрузки на породоразрушающий инструмент при бурении как с гидравлической, так и со свободной подачей бурового снаряда, а также нагрузки на крюк в процессе спуско-подъемных операций и аварийных работ.

Измерители МКН2 так же, как и измерители МКН1, обеспечивают поочередную запись на дискретную суточную диаграмму показателей осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент и нагрузки на крюке.

Основными узлами, входящими в комплект измерителей МКН2, являются датчик усилий ДНР или ДНС, датчик давления ДДС, показывающий и регистрирующий прибор ПРП2 и соединительные кабели [1,11]. Структурные схемы измерителей МКН2 и МКН1 идентичны, основные узлы приборов ПРП2 и ПРП1 унифицированы.

Измерительные цепи датчиков усилий и давлений соединены последовательно. Это позволяет переходить от контроля при бурении со свободной подачей к контролю при бурении с гидравлической подачей без дополнительных переключений.

Когда контроль ведется при бурении со свободной подачей бурового снаряда или при спуско-подъемных операциях и аварийных работах, измеритель МКН2 работает как измеритель МКН1.

При бурении с гидравлической подачей возможны два режима работы - бурение с нагрузкой и бурение с разгрузкой. При этом измеритель должен решать следующее уравнение:

$$P_n = P_{кол} \pm T,$$

где T - усилие нагрузки (знак плюс) или разгрузки (знак минус), развиваемое гидроцилиндрами системы подачи бурового снаряда.

Автоматическое решение уравнения обеспечивается благодаря тому, что фаза выходного сигнала датчика ДДС зависит от того, в какой из его измерительных секций возникнет давление масла. Одна из секций этого датчика гидравлически соединяется с нижними, другая – с верхними полостями гидроцилиндров системы подачи.

При взвешивании бурового снаряда он отрывается от забоя путем соответствующего увеличения давления в нижних полостях гидроцилиндров подачи. При этом узел датчика, соединенный с нижней полостью, выполняет функцию чувствительной секции, а узел датчика, соединенный с верхними полостями, - функцию компенсационной секции.

Выходное напряжение датчика уравнивается и «запоминается» потенциометром P_2 , рис. 76. Затем на вход прибора ПРП2 с помощью механизма переключения МП подаются напряжения от датчика и потенциометра P_2 .

При бурении с разгрузкой фазы выходных напряжений датчика и потенциометра P_2 противоположны, что соответствует знаку минус в уравнении.

При бурении с догрузкой давление создается в верхних полостях гидроцилиндров подачи. При этом функцию чувствительной секции датчика выполняет узел, соединенный с верхней полостью гидроцилиндра, поэтому фазы выходных напряжений датчика и потенциометра P_2 совпадают, что соответствует знаку плюс в уравнении.

Техническая характеристика МКН2

Номинальное напряжение питания, В	380
Номинальная частота тока питания, Гц	50
Потребляемая мощность, ВА	не более 90
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С	от -30 до +50
допустимая влажность воздуха, %:	
для датчиков	до 98
для вторичного прибора	до 95
Допустимые колебания напряжения питания	
от номинального значения, %	±20
Допустимы колебания частоты,	
от номинального значения %	±1
Допустимая гидравлическая перегрузка	100
датчика давления, %	для частот от 5 до 80 Гц
Виброустойчивость	при ускорении до 15 м/с ²
Исполнение измерителя	пыле-брызгозащищенное
Размеры вторичного прибора, мм	460x400x210

Измеритель осевой нагрузки с трансформаторно-мостовой схемой

Известные измерители осевой нагрузки по своим габаритам, сложности, а также стоимости приближаются к устройствам подачи породоразрушающего инструмента, а в ряде случаев и в системе автоматического управления процессом бурения в целом. Помимо указанного, даже наиболее современные измерители осевой нагрузки, предназначенные для геологоразведочного бурения, не всегда позволяют получить электрический сигнал пропорциональный осевой нагрузке, который необходим для последующего использования САУ процессом бурения.

В связи с этим разработаны и изготовлены несколько измерителей осевой нагрузки, описание одного из которых здесь приводится.

Функциональная схема измерителя осевой нагрузки состоит из следующих основных узлов: рабочего датчика, воспринимающего механическую нагрузку, компенсационного датчика, трансформатора, измерительной схемы, специального генератора для питания датчиков, рис. 16,а. Принцип действия заключается в следующем.

При отсутствии механического воздействия на рабочий датчик $U_{\text{вых}} = 0$, так как при этом суммарный магнитный поток в трансформаторе равен нулю, что возможно в случае

$$I_1 W_1 = I_2 W_2$$

Нарушение равенств токов $I_1 W_1$ и $I_2 W_2$ при условии $W_1 \neq W_2$ вызывает появление $U_{\text{вых}}$.

Трансформаторно-мостовая схема не требует применения специального усилительного каскада благодаря наличию выходной повышающей обмотки, что заметно упрощает её. Основными отличительными особенностями таких мостовых схем является высокая стабильность, хорошая защищенность от влияния внешних электромагнитных помех и внутренних паразитных электрических и магнитных связей, достаточно широкий частотный диапазон.

Измерение веса бурильной колонны и осевой нагрузки производят с учётом известного соотношения:

$$P_n = P_{\text{кол}} - P_{\text{кр}}$$

где P_n - осевая нагрузка, вызванная частью веса бурильной колонны; $P_{\text{кол}}$ - вес бурильной колонны; $P_{\text{кр}}$ - усилие на крюке, вызванное частью веса бурильной колонны.

При измерении веса бурильной колонны ее поднимают на небольшую высоту над забоем, тогда индикатор показывает ее вес в соответствующих единицах измерения.

Перед тем как измерить осевую нагрузку с помощью делителя мощности, компенсируют вес бурильной колонны по индикатору, а цифры, установленные на делителе напряжения, соответствуют весу бурильной колонны.

До соприкосновения с забоем $P_{\text{кол}} = P_{\text{кр}}$ и поэтому $P_n = 0$. По мере передачи части веса бурильной колонны на забой $P_{\text{кр}}$ постепенно уменьшается и на индикаторе появляется показание, соответствующее осевой нагрузке P_n .

Конструктивно датчики представляют собой полые цилиндры, в которых по образующим выточены ряды окон. На стержни между окнами намотаны обмотки. Датчики установлены в специально изготовленном корпусе или в корпусе от датчиков измерителя осевой нагрузки типа МКН.

Измеритель осевой нагрузки проверялся в Челябинской лаборатории Государственного надзора за стандартами и измерительной техникой на стационарном динамометре 11-го разряда ДО-П-5.

Показания снимались с помощью измерительного прибора М-24, класс 1,5 100 мкА.

Задаваемая нагрузка, даН	0	400	800	1200	1600	2000	2400	2800	3200	3600	4000
Показания прибора-измерителя, даН	0	390	795	1210	1620	2020	2440	2860	3260	3650	4020

Как следует из приведённых данных, максимальное отклонение от задаваемой нагрузки составляет 60 даН, что соответствует погрешности, вызванной нелинейностью характеристики, 1,5%, рис. 16 б.

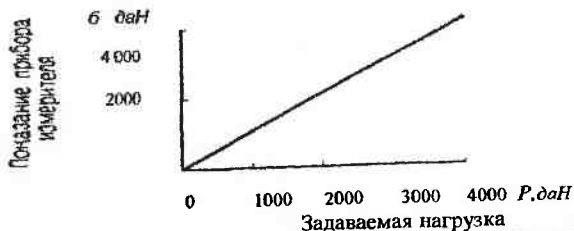
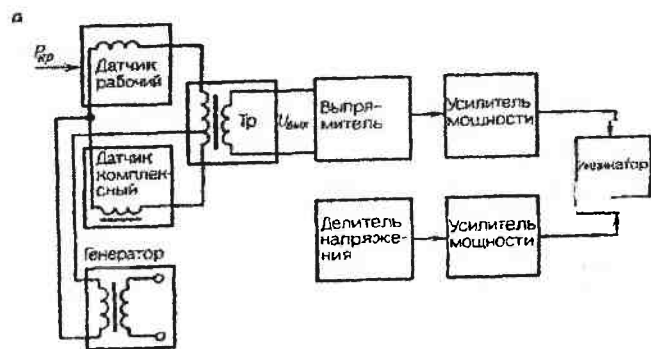


Рис.16. Функциональная схема измерителя осевой нагрузки (а) и его характеристика (б)

2.4. Измерители скорости бурения

Гидрофицированный привод подачи обеспечивает бурение с постоянной нагрузкой на забой, поэтому скорость движения шпинделя станка соответствует скорости движения породоразрушающего инструмента или скорости проходки.

Особенность бурения со свободной подачей заключается в возможности использования различных режимов подачи:

- 1) $n_n = 0, P_n = \text{const}$; 2) $n_n = 0, P_n \neq \text{const}$; 3) $n_n \neq 0, P_n \neq \text{const}$; 4) $n_n \neq 0, P_n = \text{const}$,

где n_n - частота вращения лебедки станка; P_n - нагрузка на забой.

Большинство режимов определяется изменением трения в тормозных колодках лебедки. Однако, бывают случаи и преднамеренного выбора того или иного режима подачи. Например, когда вес колонны не превышает допустимой нагрузки на забой используется первый режим подачи. Талевая система расслаблена, барабан лебедки неподвижен, а колонна труб всем своим весом создает постоянную нагрузку на забой. Когда необходимо определить наиболее оптимальную нагрузку на забой, используют второй режим подачи на заторможенной лебедке. По характеру скорости изменения осевой нагрузки на забой определяют значение последней, соответствующее наибольшей скорости проходки. Этот же режим иногда используют и при ожидании перебурки смены определенных пластов полезных ископаемых (угля, солей и др.) на иной. Первый режим бурения является вынужденным и характерен только для начальной стадии бурения, при втором, третьем и четвертом режимах можно достаточно точно определить мгновенную скорость. Третий и четвертый режимы подачи используются при

попытке поддержания постоянной осевой нагрузки на забой или при переходе с одного режима бурения проходки с одновременным контролем частоты вращения лебедки станка (движения троса лебедки) и скорости изменения нагрузки на забой.

Представив бурильную колонну в виде пружины, один конец которой связан с лебедкой, а второй со сосредоточенной массой, равной массе всей колонны, можно записать следующее уравнение ее движения:

$$V_{ли} = V_b - (L/ES)(dP_n/dt),$$

где $V_{ли}$ - скорость углубления породоразрушающего инструмента; V_b - скорость движения верхнего конца колонны (троса лебедки); E - модуль упругости материала бурильных труб; S - поперечное сечение бурильной колонны; L - общая длина бурильной колонны. Структурная схема измерительного прибора, реализующая данное уравнение, изображена на рис. 17.

Сигнал U_p , пропорциональный нагрузке на забой P_n , поступает от измерителя нагрузки МКН1 на вход узла дифференцирования, содержащего нуль-усилитель 1, реверсивный двигатель 2 и компенсатор 3. При определенных условиях сигнал с выхода нуль-усилителя будет пропорционален скорости изменения нагрузки на забой.

Для определения зависимости напряжения выхода нуль-усилителя от входного сигнала применительно к структурной схеме, рис.17, можно составить в оперативной форме следующие уравнения:

$$U_p - U_k = U_2;$$

$$U_2 K_1 K_{ав} K_n / (TP + 1) P = U_k.$$

где K_1 - коэффициент усиления усилителя; $K_{ав}$ - зависимость между напряжением на обмотке управления двигателя и его частотой вращения; K_n - коэффициент редукции; T - постоянная времени реверсивного двигателя; $P = dP/dt$ - оператор дифференцирования. Из приведенных уравнений получаем, что

$$U_2 = (TP + 1) P U_p / T_2 P + P + K_1 K_{ав} K_n$$

При соблюдении условия $TP > 1$ имеем

$$T_2 P + P < K_1 K_2 K_p$$

Напряжение выхода нуль-усилителя через делитель напряжения поступает на вход автокомпенсатора П, где суммируется с напряжением выхода датчика ДС, пропорциональным скорости движения троса лебедки.

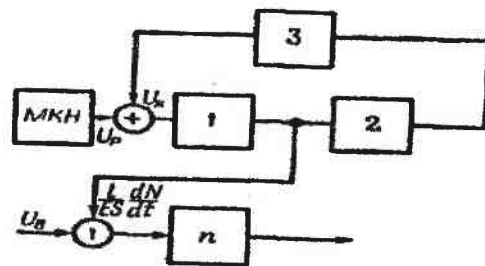


Рис. 17. Структурная схема измерителя ИСП

Техническая характеристика ИСП

Верхние пределы измерения, м/с	5 и 10
Основная погрешность, %	не более ± 4
Номинальное напряжение питания, В	380
Номинальная частота тока питания, Гц	50
Потребляемая мощность, ВА	не более 70
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С	$(-30) \div (+50)$
допустимая влажность окружающего воздуха, %:	
для датчика	до 98
для вторичного прибора	до 95
Допустимые колебания напряжения питания от номинального значения, %	± 20
Виброустойчивость	для частот от 5 до 80 Гц и ускорения до 15 м/с ² пыле-брызгозащищенное
Исполнение прибора	
Размеры вторичного прибора, мм	450x350x185

Измеритель скорости бурения с усреднением

Известно, что в системах управления дискретного действия (шагового типа) предпочтительней использование измерителей скорости бурения с усреднением.

Работы, выполненные за рубежом в этом направлении, также аналогичны измерителям с усреднением. Так, например, в Исследовательском центре геологической техники (Польша) был создан опытный образец прибора для регистрации усредненной механической скорости бурения типа RPW-2. Подобные работы по созданию измерителей скорости бурения проведены также фирмой «Гроссервес» (Франция). Ниже дается описание измерителя скорости бурения с усреднением, реализованным на бесконтактных элементах, рис.18.

Входное устройство состоит из механического блока преобразования линейного перемещения в угловое и емкостного преобразователя угол-код. В этом устройстве осуществляются преобразование перемещения и последовательность прямо-угольных импульсов, частота следования которых пропорциональна частоте вращения емкостного датчика, т. е. линейной скорости проходки. Так как в процессе бурения вращения емкостного датчика из-за вибраций может происходить в обе стороны, то для подсчета числа импульсов только в одном направлении применены специальное входное устройство и реверсивный счетчик импульсов.

Время усреднения задается специальным реле, которое через строго определенные



Рис. 18. Функциональная схема измерителя скорости бурения

интервалы запускает в работу управляющее устройство (распределитель импульсов).

Назначение управляющего устройства состоит в том, чтобы генерировать серию импульсов, сдвинутых во времени друг относительно друга, которые производят в схеме следующие операции: сброс регистра памяти, перевод прямого кода реверсивного счетчика в регистр, сброс реверсивного счетчика. Выдача результатов осуществляется в цифровом коде N и в виде постоянного напряжения с преобразователя код—напряжение. Для визуального наблюдения за изменением скорости бурения результат измерения выводится на цифровой или стрелочный прибор. Датчик имеет два интервала усреднения (8 и 16 с) и соответственно два предела измерения.

Измеритель частоты ударов ИЧ позволяет при ударно-вращательном бурении скважин контролировать частоту ударов бойка гидроударников при энергии единичного удара не менее 1 даНм. Принцип работы ИЧ основан на измерении частоты следования импульсов давления, возникающих в напорной магистрали промысловой жидкости. Измеритель можно применять при бурении скважин глубиной до 1000 метров.

2.5. Измеритель и автоматический ограничитель крутящего момента ОМ40

Предназначен для следующих процессов: 1) визуального контроля крутящего момента на шпинделе станков различных типов с асинхронным электродвигателем и ступенчатой коробкой передач; 2) предупредительной сигнализации мигающим светом при повышении крутящего момента; 3) автоматического ограничения момента путем отключения электродвигателя станка или путем подъема бурового снаряда (при бурении с гидрораскачкой); 4) оценки нагрузки на крюке талевой системы и предупредительной сигнализации о ее повышении при подъеме бурового снаряда.

Техническая характеристика

Пределы измерения:	
крутящего момента, даН • м	0 – 250
нагрузки на крюке (при четырехструнной оснастке), кН	0 – 250
Пределы уставок сигнализации:	
крутящего момента, даНм	25 - 150
нагрузки на крюке, кН	25 - 150
Пределы уставок автоматического ограничения	
крутящего момента, даНм	75 - 250
Основная погрешность, %, не более	$\pm 4,0$
Номинальное напряжение, В	380
Номинальная частота тока питания, Гц	50
Номинальный ток сигнала, А	5
Рабочее давление в гидросистеме, МПа	4,5
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С	$(-30) \div (+50)$
допустимая влажность окружающего воздуха, %	до 95
допустимые колебания напряжений питания и сигнала от номинальных значений, %	± 20
допустимые колебания частоты от номинального значения, %	± 10
Виброустойчивость	для частот от 5 до 80 Гц и ускорения до 15 м/сек ²
Исполнение прибора	пыле-брызгозащищенное

Прибор может работать при энергопитании буровой как от промышленной электросети, так и от дизель-электростанции.

2.6. Расходомеры промывочной жидкости и измерители давления

Величина подачи промывочной жидкости является одним из важнейших параметров бурения. Промывка скважины производится технической водой, глинистым раствором, соляными растворами и другими жидкостями.

Плотность промывочной жидкости может составлять от 0,5 (азрированный раствор) до 1,4 г/см³ и более, условная вязкость 10 – 50 с, содержание песка до 4% и более, температура от нуля до 30 – 40° С, давление до 5 МПа и более. Количество подаваемой в скважину промывочной жидкости в колонковом разведочном бурении изменяется в широких пределах – от 10 до 300 – 400 л/мин.

Однако в большинстве случаев параметры промывочной жидкости изменяются в значительно меньших пределах. Например, при алмазном бурении, а также при применении твердосплавных коронок малых диаметров расход жидкости изменяется от 10 до 120 л/мин, причем большей частью он не поднимается выше 40–50 л/мин; при бурении пользуются технической водой или глинистым раствором плотностью до 1,15 г/см³. Известно, что погрешность измерения расхода при алмазном бурении породоразрушающим инструментом диаметром 46 мм не должна превышать 2,2 л/мин. При бурении инструментом диаметром 59 мм эта величина может быть увеличена до 3 л/мин.

Ниже дается описание наиболее распространенных расходомеров.

Расходомер ЭРМ конструкции КазИМС – является электрическим прибором, имеющим датчик расхода и пульт с указателем.

Датчик расхода, рис.19, ротометрического типа с электромагнитным преобразователем сигнала. Преобразователь выполнен в виде двух обмоток 4, которые размещены на поверхности трубки 5, изготовленной из электроизоляционного материала. Нижняя обмотка является возбуждающей, а верхняя измерительной. Снаружи электромагнитный преобразователь закрыт кожухом 6. Шток 3 поплавка выполняет роль стального сердечника, перераспределяющего магнитный поток и соответственно э.д.с. в обмотках преобразователя таким образом, что на выходе получается сигнал, пропорциональный расходу промывочной жидкости. Вследствие этого микроамперметр, включенный в цепь измерительной обмотки, может быть проградуирован непосредственно в единицах расхода. Болт 1 служит для приподнимания поплавка при сливе жидкости из нагнетательного шланга. Поверхность корпуса конической расточкой 2, а также поплавок и шток омываются промывочной жидкостью, обладающей большой абразивностью. В то же время износ у этих деталей может повлечь за собой нарушение градуировки прибора. Поэтому поплавок, шток и поверхность конусной расточки изготавливают из высококачественной стали с последующей закалкой и защищают износостойчивым хромовым покрытием.

На рис. 20 приведена принципиальная схема прибора ЭР (ЭРМ). Сопротивления R1 и R2, одно из которых является регулируемым, служат для калибровки сигнала, поступающего из измерительной обмотки ИО на микроамперметр *мА*. Полупроводниковый диод преобразует переменный ток в постоянный, пульсации которого сглаживает конденсатор С1. Трансформатор Т_р служит для понижения и стабилизации напряжения на обмотку возбуждения датчика.

Кроме двух основных обмоток – возбуждения ВО и измерительной ИО, индуктивный преобразователь имеет еще обмотку КО, включенную таким образом, чтобы компенсировала сигнал возникающий в измерительной обмотке при крайнем или положении штока, когда нет расхода жидкости.

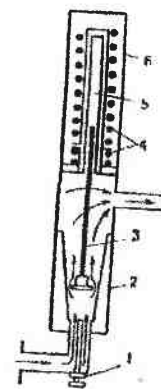


Рис19. Датчик расхода жидкости прибора ЭР (ЭРМ)

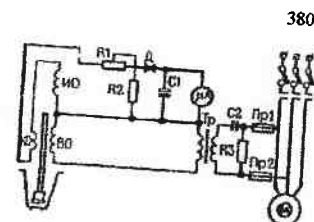


Рис. 20. Принципиальная электрическая схема измерения расхода промывочной жидкости прибором ЭР (ЭРМ)

Шкала расходомера ЭР (ЭРМ) для удобства измерения малых расходов жидкости при достаточно широком рабочем интервале растянута в начале и сжата в конце. Это достигнуто расточкой корпуса датчика расхода.

Форма поплавка и параметры электрической схемы (конденсатор С1 и сопротивление) подобраны таким образом, чтобы сгладить влияние пульсаций потока промывочной жидкости, вызываемых неравномерностью подачи насоса.

Точность расходомера находится в пределах $\pm 10\%$ от измеряемой величины. Это означает, что вблизи верхнего предела расход определяется с погрешностью порядка ± 20 л/мин, погрешность же измерения расхода, равного 10 л/мин, не превышает ± 1 л/мин.

Стабилизация питающего напряжения обеспечивает сохранение точности измерения при изменении питающего напряжения 380 В.

Техническая характеристика ЭР (ЭРМ)

Диапазон измерения расхода, л/мин	8 - 70 или 8 - 250
Рабочее давление, МПа	0,2 - 2,0 или 0,2 - 5,0
Напряжение питания, В	380
Частота питающего напряжения, Гц	50
Потребляемая мощность, Вт	25
Габариты, мм:	
датчика	150x250x610
пульта	200x200x300
Масса, кг:	
датчика	12
пульта	4,5

Электромагнитный расходомер промывочной жидкости ЭМР-2 (ЭМР-3).

Принцип действия и устройство датчика электромагнитного расходомера подробно описаны в [1,12]. Особенностью ЭМР3 является система, обеспечивающая работу датчика с эмульсиями и смазками.

Вывод от электродов датчика *Д* осуществляется коаксиальным кабелем, центральная жила которого присоединена к потенциальному электроду, а экранная - к заземленному, рис. 21. Сигнал от датчика электромагнитного расходомера подается на измерительный усилитель через переключатель *В1* измерение-калибровка. Сначала сигнал поступает на вход сстроенного эмиттерного повторителя на триодах *ПП1*, *ПП2*, *ПП3*, который обеспечивает согласование датчика с усилителем напряжения. Питание эмиттерного повторителя согласования датчика с усилителем стабилизируется стабилитроном *Д1*. После делителя напряжения *Р7*, *Р8* и дополнительно стабилизируется стабилитроном *Д1*. После делителя напряжения *Р7*, *Р8* и переключателя поддиапазонов измерения *В2* сигнал подается на четырехкаскадный усилитель напряжения на триодах *ПП4-ПП7* с выходным каскадом на триоде *ПП8*. Усилитель напряжения охвачен глубокими обратными связями между эмиттером триода *ПП7* и базой триода *ПП7* и эмиттером триода *ПП4* через сопротивление *Р14*. Такое выполнение обратных связей позволяет стабилизировать коэффициент усиления усилителя напряжения в широком диапазоне изменения температуры окружающего воздуха, а также применять транзисторы с разбросом параметров. Усиленный примерно в 2000 раз сигнал подается через выходной трансформатор *Тр1* на выпрямитель, собранный на диодах *Д2-Д5* и конденсаторах *С9С10* по схеме удвоения напряжения. Параллельное включение диодов в каждом плече выпрямителя применено для улучшения линейности зависимости выходного сигнала от измеряемого параметра. Выпрямленный сигнал через сглаживающий фильтр *Р22*, *С11* и калибровочное переменное сопротивление *Р21* подается на магнитоэлектрическую измерительную головку *М325*, отградуированную в единицах расхода жидкости.

Применение магнитоэлектрической измерительной головки и сглаживающего фильтра позволило сделать расходомер ЭМР-2 нечувствительным к пульсациям расхода бурового насоса, обеспечив удобство отсчета показаний.

Необходимость в установке переменного калибровочного сопротивления *Р21* вызвано тем, что датчики расхода имеют хотя и стабильный во времени, но изменяющийся от образца коэффициент преобразования. Калибровка

прибора осуществляется подачей на его вход через переключатель *В1* стабилизированного напряжения с делителя *Р30*, *Р31*.

Путем регулировки сопротивления *Р21* стрелка измерительной головки устанавливается на отметку, соответствующую маркировке каждого датчика.

Для компенсации начального напряжения датчика и фонов усилителя, т. е. установки нуля прибора, к выходу сглаживающего фильтра подключена цепь, по которой параллельно сигналу через переключатель *В1* вводится ток обратного направления. Величина того тока изменяется с помощью переменного сопротивления *Р24*. Питание измерительного усилителя расходомера ЭМР-2 осуществляется от электронного стабилизатора напряжения. Напряжение переменного тока выпрямляется с помощью мостовой схемы на диодах *Д7-Д10* и сглаживается фильтром *Р29*, *С13*. В качестве источника опорного напряжения используется стабилитрон *Д6*.

Рассогласование между опорным напряжением и напряжением питания усиливается триодом *ПП9*, который управляет триодом *ПП10*, изменяющим сопротивление между эмиттером и коллектором, поддерживая постоянным напряжение на выходе стабилизатора. Применение электронного стабилизатора уменьшает внутренние шумы усилителя и дополнительно стабилизирует его коэффициент усиления.

Следует заметить, что величина сигнала датчика электромагнитного расходомера зависит от электропроводности жидкости. Сведение этой зависимости до минимума, обеспечивающего заданную точку измерения во всем требуемом диапазоне изменения электропроводности промывочной жидкости, осуществлено в расходомере ЭМР-2 экспериментально путем уменьшения площади контакта электродов с жидкостью и выбором входного сопротивления *Р1* измерительного усилителя. Это позволило свести погрешность от изменения электропроводности промывочной жидкости до 2,5% в диапазоне от 10^{-2} - 10^{-1} Сим · см⁻¹.

Прибор может работать при питании буровой как от промышленной сети, так и от дизель-электростанции.

Комплексный расходомер ЭРМ-5.

Традиционно для контроля за давлением промывочной жидкости применяются манометры с трубкой Бурдона. Срок их службы обычно крайне мал. Причиной этого является вибрация насоса, на котором они устанавливаются, а также частые импульсные повышения давления. Еще более ухудшаются условия эксплуатации манометров при применении глинистых растворов (вследствие их загрязняющего действия).

Таким образом, основным затруднением является создание для прибора контроля за давлением жидкости виброустойчивой конструкции датчика, на который не влияли бы пульсации давления. Надёжным датчиком может быть устройство, не имеющее подвижных частей. В качестве чувствительного элемента такого датчика целесообразно использовать магнитоупругий преобразователь.

Датчик конструкции КазИМС, рис. 22, построен на этом принципе. Чувствительный элемент 4 имеет форму квадрата, изготовленного из листа трансформаторной стали. В нем сквозь отверстия проходят витки двух взаимно перпендикулярных обмоток, сердечником которых служит квадрат. Вследствие перпендикулярности обмоток магнитный поток, создаваемый обмоткой возбуждения, проходит вдоль витков измерительной, не возбуждая в ней электродвижущую силу.

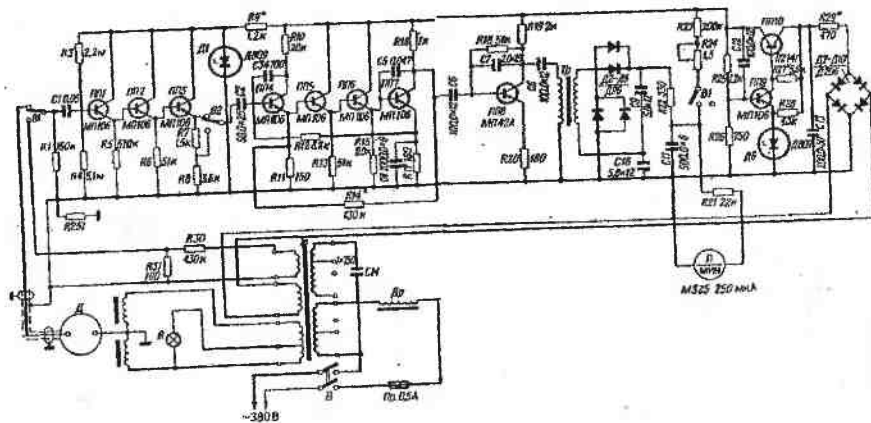


Рис. 21. Принципиальная схема расходомера ЭМР-2

Техническая характеристика ЭМР2	
Верхние пределы измерения, л/мин.....	150х300, 500х1000
(для датчиков ДР20А, ДР40А, ДР60А)	2500 и 5000
Допускаемое рабочее давление, МПа....	10
Основная погрешность, %.....	не более $\pm 2,5$
Номинальное напряжение питания, В.....	380
Номинальная частота тока питания, Гц.....	50
Потребляемая мощность, ВА.....	не более 40
Проводимость контролируемой среды, см. см ⁻¹	$10^{-5} \div 10^{-4}$
Условия эксплуатации:	
вязкость раствора по СПВ-5, сек.....	до 60
температура окружающего воздуха, °С....	(-30) ÷ (+50)
допустимая влажность окружающего воздуха, %:	
для датчика.....	до 98
для вторичного прибора.....	до 95
Допустимые колебания напряжения питания, %	± 20
Допустимые колебания частоты от номинального значения, %...	± 10
Виброустойчивость.....	для частот от 5 до 80 Гц и ускорении до 15 м/с ²
Исполнение прибора.....	пыле-брызгозащищенное
Габариты, мм.....	322х250х24
Масса вторичного прибора, кг.....	12

Однако, если по одной из диагоналей стального квадрата приложить силу, то благодаря упругим деформациям, магнитная проницаемость в этом направлении возрастает, суммарный вектор магнитного потока отклонится и начнет пересекать витки вторичной обмотки, в которой возникает э.д.с., пропорциональная действующей силе.

Чувствительный элемент помещен в корпусе 5 датчика таким образом, что противоположные вершины квадрата упираются сверху в крышку, а снизу в стальной диск 3, лежащий на резиновой мембране 2. Мембрана зажата между выступом корпуса и буртом дна. С помощью штуцера 1 датчик соединяется с нагнетательной линией насоса.

Давление промывочной жидкости действует на чувствительный элемент через разделительную мембрану и стальной диск. Вследствие того, что жесткость чувствительного элемента чрезвычайно высока, мембрана практически не перемещается, чем достигается весьма высокая надежность его работы. Через штепсельный разъем к датчику подсоединяется кабель, по которому на обмотку возбуждения поступает питающий ток промышленной частоты и одновременно с измерительной обмотки отводится сигнал.

Получаемый от датчика давления сигнал после выпрямления и калибровки измеряется микроамперметром, проградуированным в МПа.

Разработка электрического индикатора давления позволила на базе расходомера ЭМР-2 создать комплексный прибор типа ЭРМ-5 для измерения обоих параметров промывки - подачи и давления жидкости. Он имеет два датчика - давления и расхода и один общий пульт, на передней панели которого размещены два указывающих прибора.

Принципиальная электрическая схема прибора ЭРМ-5 показана на рис. 23. Как видно, схема измерения давления также весьма проста и в ней использован прямой метод измерения полезного сигнала.

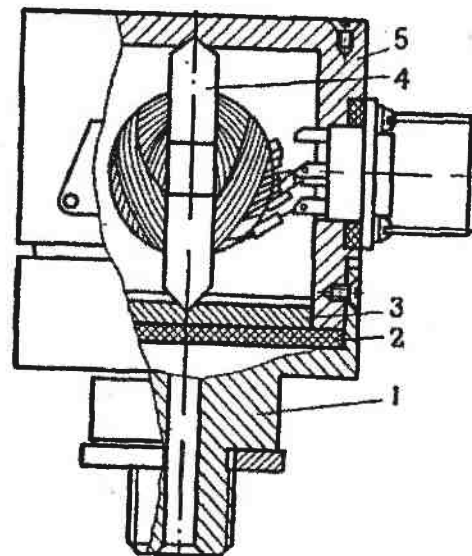


Рис. 22. Датчик давления с магнитоупругим чувствительным элементом

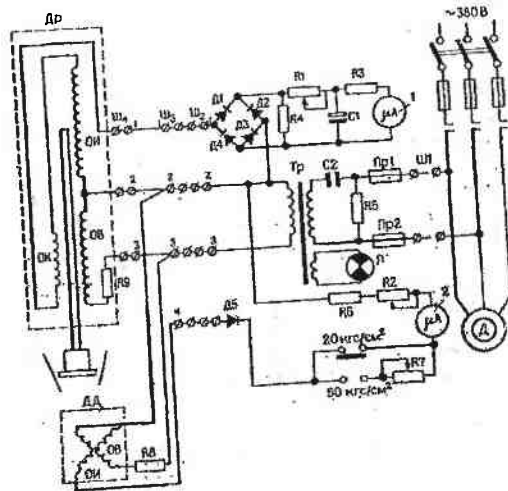


Рис.23. Принципиальная электрическая схема прибора ЭРМ-5:
ДР – датчик расхода; Д – датчик давления; R1, R2 – сопротивления; С1, С2 – конденсаторы; ПР1, ПР2 – предохранители; Л – сигнальная лампа; Д – электродвигатель насоса; Ш1, Ш2 – штепсельные разъемы; Д1, Д2 – диоды; 1 – показывающий прибор расхода; 2 – показывающий прибор давления

Техническая характеристика прибора ЭРМ-5

Диапазон измерения расхода, л/мин	8-0 или 8-50
Точность измерения расхода, л/мин	до 70 $\pm 10\%$ 70 – 250 $\pm 15\%$
Диапазон измерения давления, МПа	0, 2-2,0 или 0,2-5,0
Точность измерения давления, МПа	до 2,0 $\pm 1,2$ 2,0 – 5,0 $\pm 3,0$ 380 $\pm 10\%$
Напряжение питания, В	50
Частота питающего напряжения, Гц	25
Потребляемая мощность, Вт	
Габариты, мм:	
пульта	190x190x300
датчика расхода	73x271x550
давления датчика	69x93x106
Масса, кг:	
пульта	5,4
датчика расхода	10,3
датчика давления	1,2

Расходомер промывочной жидкости РПЛ-1.

Предназначен для измерения расхода промывочной жидкости. Принцип работы РПЛ-1 достаточно прост и основан на преобразовании отклонения лопасти датчика под действием скорости напора промывочной жидкости в электрическое напряжение. При этом нарушается равновесие магнитных потоков в обмотках катушек, расположенных на крайних стержнях датчика и соединенных по дифференциально-трансформаторной схеме. Обмотки возбуждения питаются переменным током 36 В, 50 Гц. Действие расходомера подробно описано в [12].

2.7. Измерители давления промывочной жидкости

Измеритель давления МИД1 предназначен для непрерывного визуального контроля промывочной жидкости на буровых установках геологоразведочного назначения, в котором применен магнитоупругий датчик ДДП [11].

Датчик давления ДДП монтируется в тройнике 3, рис. 24, установленном в нагнетательной магистрали. Давление промывочной жидкости передается непосредственно на стакан 1, воздействующий на чувствительный элемент 2 датчика.

Измеритель МИД1 выпускается в двух модификациях.

В одной из модификаций питание датчика осуществляется непосредственно от сети (36 В, 50 Гц). Во второй модификации напряжение питания подается на датчик от феррорезонансного стабилизатора напряжения, рис. 25, питаемого, в свою очередь, от промышленной сети (380 В, 50 Гц). Сигнал от датчика Д после выпрямления поступает на измерительную головку П показывающего прибора типа МЗ 325. Сопротивление R1 используется для частичной компенсации температурной погрешности, вносимой вторичным прибором, а сопротивление R2 – для регулировки амплитуды выходного сигнала. Введение в схему емкости С2 позволяет увеличить постоянную времени прибора и тем самым обеспечить удобство отсчета при пульсациях контролируемого давления.

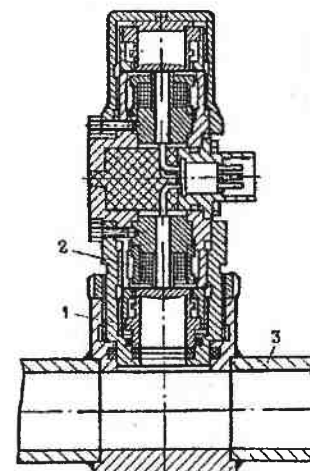
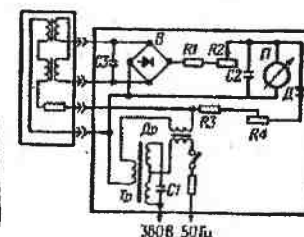


Рис.24. Датчик давления промывочной жидкости ДДП

Рис. 25. Принципиальная схема измерителя МИД1



Техническая характеристика МИД1 и МИД2

Верхние пределы измерения, МПа.....	5,0 и 10,0
Основная погрешность, %	не более $\pm 4,0$
Номинальное напряжение питания, В	380
МИД1	36
МИД1А	50
Номинальная частота тока питания, Гц	
Потребляемая мощность, ВА	не более 15
МИД1	не более 1,0
МИД1А	
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С.....	$-30) \div (+50)$
допустимая влажность окружающего воздуха, %:	
для датчика	до 98
для вторичного прибора	до 95
Допустимые колебания напряжения питания, %.....	± 20
Допустимые колебания частоты от номинального значения, %	± 1
Виброустойчивость	до 80 Гц
	и ускорении до 15 м/с ²
	пыле-брызгозащищенное
Исполнение прибора.....	140x170x250
Габариты вторичного прибора, мм	

Таблица 3
Характеристика технических средств контроля процесса бурения

Прибор	Контролируемый параметр	диапазон измерения	погрешность измерения, %
Измерители нагрузки МКН-2	Нагрузка на буровой инструмент, кН Усилие на крюке, даН	0-30 0-200	$\pm 2,5$ $\pm 4,0$
Измеритель скорости бурения ИСБ	Механическая скорость бурения, м/ч	0-3 0-15	$\pm 4,0$
Измеритель давления промывочной жидкости МИД-1	Давление промывочной жидкости, МПа	0-5 0-10	
Расходомеры РПЛ-1, ЭМР-2	Расход промывочной жидкости, дм ³ /мин	0-150 0-300	
Измеритель крутящего момента ОМ-40	Крутящий момент, даН·м Нагрузка на крюке, кН	0-250 0-250	
Измеритель частоты ударов гидродарных машин ИЧ	Частота гидроударов, Гц	10-80	
Измеритель частоты вращения	Частота вращения, мин ⁻¹	96-1500	$\pm 1,5$
Щитовой самопишущий ваттметр Н-395	Мощность в трехфазных сетях переменного тока, кВт	0-100	

2.8. Буровые регистраторы

Известно, что затраты времени и величина проходки за рейс являются основными показателями для расчета эффективности работы бурового агрегата. Для оптимизации процесса бурения необходимо иметь более подробную и объективную характеристику работы бурового агрегата. Это могут сделать приборы, которые автоматически фиксируют проходку и спуско-подъемные операции по элементам и во времени. Такими приборами являются буровые регистраторы, записывающие на диаграммной ленте во времени все операции рейса, а также проходку. Эти данные позволяют вычислить среднюю механическую скорость за рейс (или за любой его интервал), рейсовую скорость и т. д.

Один из первых регистраторов был разработан Специальным конструкторским бюро МинГео СССР. Регистратор проходки был встроен в комплекте аппаратуры ГП-18, которая во многом соответствовала требованиям геологоразведочного бурения.

Позже в САИГИМС был разработан механический регистратор проходки. Прибор был предназначен для установки на станки со шпиндельной подачей и состоял из датчика 1, укрепляемого на цапфе штока, и регистратора, смонтированного на забитой в грунте стойке, рис. 26. При движении шпинделя вниз стержень 2, соприкасающийся с дном наклонной канавки 3 в направляющем штоке 4, отжимается. Это перемещение с помощью гибкого троса 7, ролика 5 и пружины 6 передается на регистратор 8.

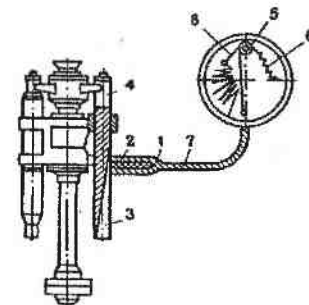


Рис. 26. Регистратор проходки

В качестве последнего используется самопишущий механизм от манометра МГ-410. К достоинствам прибора следует отнести простоту устройства и несложность обслуживания, к недостаткам - невысокую точность измерений вследствие использования механической передачи, а главное - отсутствие регистрации вспомогательных операций.

Принципиальная схема бурового регистратора, разработанного в КазИМСе, показана на рис. 27. В процессе бурения реле 9 селектора обесточено, и датчик проходки 1 через нормально замкнутые контакты 7 реле 9 присоединен к самопишущему ампервольтметру 11. При этом прибор фиксирует на синхронно движущейся ленте перемещение шпинделя, т. е. проходку.

По окончании бурения, перед началом спуско-подъемных операций, блок-контакт 10 включает реле 9, которое производит переключение. При этом, во-первых, нормально замкнутые контакты размыкаются, обесточивается датчик проходки и размыкает короткозамкнутую вторичную обмотку трансформатора тока 5, во-вторых, контакты реле, работающие на переключение, подсоединяют к самопишущему ампервольтметру трансформатора тока 5, включенного в силовую цепь электродвигателя бурового станка.

При этом самопишущий прибор начинает фиксировать величину тока, потребляемого электродвигателем станка.

На рис. 28 показаны типовые кривые записи показателей одного рейса бурения. На нем обозначены: 1 — спуск инструмента, 2 — бурение, 3 — перехват шпинделя, 4 — подъем инструмента. По записи процесса бурения можно определить величину суммарной рейсовой проходки. По проходке за любые интервалы времени чистого бурения определяется скорость бурения в различные моменты рейса, а также характер ее изменения в течение рейса. Суммируя время перемещений шпинделя, можно определить время чистого бурения. По величине проходки за рейс и общему времени рейса определяется рейсовая скорость. Буровой регистратор был выпущен в нескольких модификациях.

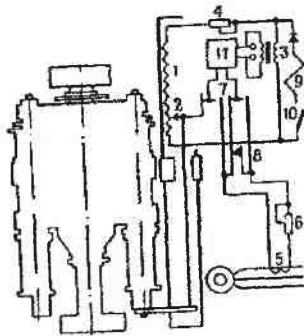


Рис. 27. Принципиальная схема бурового регистратора:

1-датчик проходки; 2-подвижный контакт; 3-питающий трансформатор; 4-регулирующее сопротивление; 5-трансформатор тока; 7, 8-контакты реле; 9-реле; 10-блок-контакт; 11-самопишущий ампервольтметр

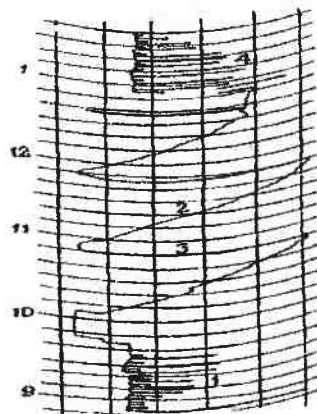


Рис. 28. Кривые записи рейсовых показателей бурения регистратором БР-3

Техническая характеристика бурового регистратора БР-3

Рабочий ход датчика проходки, мм.....	500
Точность регистрации проходки, %.....	±7
Трансформатор тока	200/5
Скорость движения ленты, мм/ч.....	20, 60, 180
Точность регистрации времени, %.....	±2
Напряжение питания, В.....	380±10%
Потребляемая мощность, Вт.....	25
Габариты, мм	
пульт с кронштейнами.....	785x315x80
датчика проходки	710x280x120
трансформатора тока.....	10x90x80
Масса, кг	
пульта.....	13,5
датчика проходки	7
трансформатора тока.....	1,5

Для регистрации параметров процесса бурения в СКБ Мингео СССР был разработан ряд показывающих и регистрирующих приборов СК.

Приборы предназначены для непрерывной регистрации на ленточную диаграмму двух (СК2), четырех (СК4) или шести (СК6) параметров с совмещением регистрируемых параметров во времени.

Для повышения надежности работы прибора в полевых условиях запись показаний предусмотрена на специальной бумаге с помощью корундных перьев.

Технические данные СК

Число измерительных каналов.....	2, 4 или 6
Номинальный входной сигнал.....	1 В, 50 Гц
Входное сопротивление, МОм.....	не менее 1
Основная погрешность, %	не более ±2,5
Время полного отклонения пера, с.....	не более 5
Скорости перемещения диаграммной ленты, мм/ч.....	20; 60; 200 и 600
Привод диаграммной ленты.....	электрический
Координаты записи.....	прямоугольные
Номинальное напряжение питания (В) и частота (Гц),	380 и 50
Потребляемая мощность на один измерительный канал	
и на привод диаграммы, соответственно, ВА.....	0 и 20
Условия эксплуатации:	
допустимый диапазон колебания напряжения питания, %....	(—15)÷(+40)
допустимый диапазон колебания частоты, Гц.....	±1
температура окружающего воздуха, °С.....	(—30)÷(+50)
допустимая влажность воздуха, %.....	до 95
Виброустойчивость,	до 80 Гц при ускорении до 15 м/с ²
Исполнение прибора	пыле-брызгозащитное
Габариты, мм	
СК2	400x20x270
СК4 и СК6	660x420x270

Самостоящий ваттметр Н-395

На буровых установках Н-395 используют для измерения и регистрации на диаграммной ленте активной мощности, потребляемой электроприводом бурового станка. Ваттметр Н-395 подключают к трехфазной сети переменного тока через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

2.9. Средства комплексного контроля режимов бурения

Комплексный контроль и измерение показателей режимов бурения осуществляется с помощью аппаратуры «Курс» и «Румб» [12].

Контрольно-измерительная аппаратура «Курс-713» предназначена для измерения и контроля параметров процесса бурения скважин станками СКБ-8. Аппаратура обеспечивает измерение и регистрацию нагрузки на породоразрушающий инструмент, усилия на крюке, измерение механической скорости бурения, расхода и частоты вращения бурового снаряда и крутящего момента.

Контрольно-измерительная аппаратура «Курс-613» предназначена для измерения и регистрации комплекса параметров процесса углубки скважины, рис. 29. Аппаратурой оснащают буровые станки СКБ-7. «Курс-613» позволяет регистрировать нагрузку на породоразрушающий инструмент на круговой диаграмме, обеспечивает визуальный контроль механической скорости, частоты вращения бурового снаряда, расхода и давления промывочной жидкости, крутящего момента, а также звуковую и световую сигнализацию при достижении экстремальных значений расхода промывочной жидкости, крутящего момента и усилия на крюке.

Аппаратура «Курс-411» обеспечивает визуальный контроль и регистрацию нагрузки на породоразрушающий инструмент, визуальный контроль механической скорости бурения, расхода и давления промывочной жидкости, световую и звуковую сигнализацию при достижении минимальных значений расхода промывочной жидкости. «Курс-411» предназначен для оснащения буровых станков СКБ-5.

Индикатор расхода - буровой манометр ИРМБ предназначен для измерения расхода и давления промывочной жидкости, закачиваемой в скважину. В состав комплекта входят пульт прибора, датчики расхода (с ротометрическим элементом) и давления (с магнитоупругим элементом). Объединение на одном пульте контроля двух параметров бурения позволяет своевременно распознавать и предупреждать такие предаварийные ситуации, как прихваты бурового снаряда и неисправности в работе бурового насоса. Прибор может быть использован при бурении с глинистым раствором. Для контроля максимального давления и минимального расхода жидкости в приборе предусмотрены использование сигнализирующих устройств.

Универсальный регистратор параметров процесса бурения РУМБ-1, рис. 30, предназначен для контроля и синхронной записи на одной диаграмме нагрузки на породоразрушающий инструмент, усилия на крюке, скорости бурения, крутящего момента, частоты вращения, расхода и давления промывочной жидкости.

Принцип действия регистратора РУМБ-1 основан на преобразовании измеряемых параметров процесса бурения, поступающих от аппаратуры типа «Курс» установок СКБ или от датчиков - преобразователей станков ЗИФ-1200МР, электрические напряжения, подаваемые, соответственно, на входы каждого канала регистратора. Измерительная схема каждого канала - компенсационная на переменном токе. Электрический сигнал от преобразователя, поданный на вход канала, сравнивается сигналом компенсатора и фиксируется на показывающем приборе.

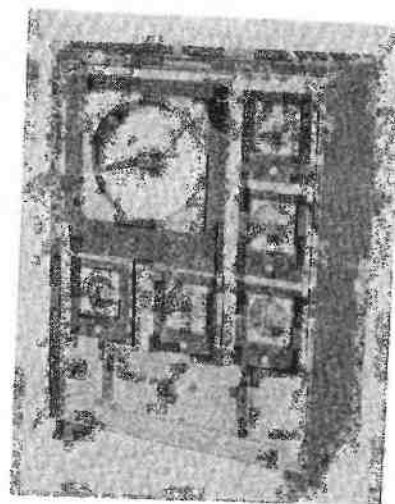


Рис. 29. Пульс контрольно-измерительной аппаратуры «Курс-613»

Техническая характеристика «Курс»

Тип аппаратуры.....	Курс-411	Курс-613	Курс-713
Верхние пределы измеряемых параметров:			
усилие на крюке, кН.....	80	200	300
осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, кН.....	30	30	30
частота вращения, мин ⁻¹	-	50 и 1500	750 и 1500
давление промывочной жидкости, МПа ...	10	10	10
Крутящий момент, Нм:			
на шпинделе вращателя	-	1500	-
на роторе	-	3000	2000
Расход промывочной жидкости, л/мин...	150 и 300	150 и 300	150 и 300
Механическая скорость бурения, м/ч....	3 и 15	3 и 15	5 и 25
Размеры пульта показывающих приборов, мм	700х650х300	810х650х300	810х650х300
Масса пульта показывающих приборов, кг, не более.....	50	60	70
Напряжение питания, В.....		380±76	
Частота, Гц		50±1	
Потребляемая мощность, ВА.....		300	
Температура окружающего воздуха, °С		(- 10) ÷ (+ 40)	
Относительная влажность при температуре окружающего воздуха 25 °С, %.....		≤ 95	
Вибропрочность, м/сек ² для частот 5 - 80 Гц, -		до 15	

Разность поданного сигнала и сигнала компенсатора повышается нуль-усилителем и подается на управляющую обмотку реверсивного двигателя, который поворачивает ротор компенсатора до тех пор, пока входной сигнал компенсатора не станет равен сигналу, поданному на вход канала регистратора. Одновременно происходит отклонение пера регистрирующего устройства, кинематически связанного с ротором компенсатора. Питание регистратора осуществляется от феррорезонансного стабилизатора напряжения.

Регистратор включает: регистрирующий прибор и блок питания для станков УКБ-7, УКБ-8 и ЗИФ-1200МР, а для ЗИФ-1200МР также и распределительную коробку, шкаф, преобразователь давления, усилия, расхода промывочной жидкости, скорости бурения и трансформатор тока.

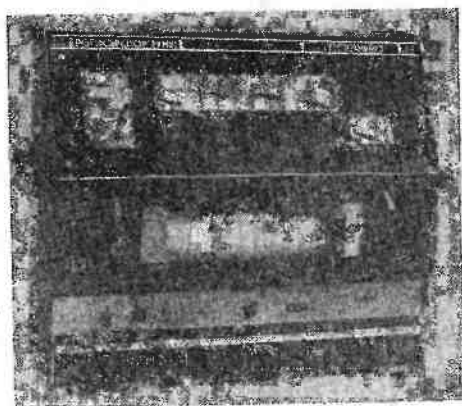


Рис. 30. Универсальный регистратор параметров режима бурения РУМБ-1

Техническая характеристика РУМБ-1

При использовании со станками.....	УКБ-7, УКБ-8	ЗИФ-1200 МР
Верхние пределы регистрируемых параметров:		
усилие на крюке, кН	—	300
осевая нагрузка на буровой инструмент, кН ...	30 (60)	30
давление промывочной жидкости, МПа.....	10	10
расход промывочной жидкости, л/мин.....	50 и 300	50 и 300
механическая скорость бурения, м/ч	3 и 15 или 5 и 25	3 и 15
крутящий момент, Н·м	1500 и 3000 или 2000 и 4000	1500
Частота вращения бурового снаряда, мин ⁻¹	750 и 1500 или 625 и 1250	
Основная погрешность регистрации, %.....	± 2,5 (без преобразователей).	
Питание.....	переменный ток 380±76 В; 50±1 Гц	
Потребляемая мощность, ВА.....	500	
Условия эксплуатации:		
температура окружающего воздуха, °С.....	(—10) ± (+40)	
относительная влажность при 25 °С, %	<95	
Вибропрочность, м/сек ² ,	при частоте 5-80 Гц, до 15	
Габариты, мм	1587хХ787х608	
Масса, кг.....	70	

2. 10. Показывающий и регистрирующий прибор СК

Предназначен для визуального контроля и синхронной записи на одной диаграммной ленте электрических сигналов, получаемых с помощью контрольно-измерительной аппаратуры или датчиков.

Техническая характеристика

Число измерительных каналов	2, 4 или 6
Номинальный входной сигнал	1 В, 50 Гц
Входное сопротивление, МОм	не менее 1
Основная погрешность, %.....	не более ±2,5
Скорости перемещения диаграммной ленты, мм/ч.....	20; 60; 200 и 600
Привод диаграммной ленты.....	электрический
Координаты записи	прямоугольные
Способ регистрации.....	бесчернильный
Номинальное напряжение питания (В) и частота (Гц),...	220 и 50
Потребляемая мощность:	
на один измерительный канал	30 ВА
на привод диаграммы.....	20 ВА
Условия эксплуатации:	
допустимый диапазон колебания напряжения питания, %..	(—15) ± (+40)
допустимый диапазон колебания частоты, Гц.....	±1
температура окружающего воздуха, °С.....	(—30) ± (+50)
допустимая влажность воздуха, %	до 95
Виброустойчивость	для частоте 5 - 80 Гц, до 15 м/сек ²
Исполнение прибора	пыле-брызгозащищенное
Габариты, мм	
СК2	400 х 420 х 270
СК4 и СК6	660 х 420 х 270

2. 11. Комплекс средств контроля параметров процесса бурения С80М агрегатов БАК-1200/2000

Предназначен для контроля шести параметров процесса бурения: осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент, усилия подачи вверх, частоты вращения, тока потребления электродвигателей лебедки и вращателя, давления промывочной жидкости, механической скорости бурения. Может использоваться в автоматических системах управления. Комплекс включает блоки показывающих приборов, преобразования сигналов и питания. Комплекс С 80 М адаптирован к станкам СКБ и ЗИФ.

Основные параметры и диапазон контроля

Режима бурения:	
осевой нагрузки, кН	0-30
усилия подачи, кН	0-150
частоты вращения, мин ⁻¹	0-2000
тока потребления, А:	
лебедки	0-400
вращателя	0-400
давления промывочной жидкости, МПа	0-10
механической скорости, м/ч	0-12
Потребляемая мощность блока питания, ВА.....	до 80
Напряжение, В	3 80
Частота тока, Гц	50

3. Оперативный контроль процесса бурения

Из многих технологических ситуаций, возникающих при углубке скважины, следует выделить те, которые требуют целенаправленного воздействия на режим бурения. К ним относятся ситуации, вызванные технологическими особенностями: передачи осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент, износом алмазного инструмента, динамикой работы колонны бурильных труб, промывкой скважины, состоянием забоя скважины и физико-механическими свойствами горных пород. Контроль указанных ситуаций можно осуществлять с использованием диаграмм потребляемой мощности самопишущего ваттметра Н-395. Ниже приведены рекомендации по распознаванию и контролю процесса алмазного бурения [5]. Диаграммы затрат мощности, отражающие отдельные технологические ситуации, получены при скорости протяжки ленты 180 мм/ч. Их чтение необходимо производить справа налево по мере вычерчивания диаграмм пером самописца. Уровень затрат мощности определяют по длине участка диаграммы от нулевой линии, амплитуду колебаний мощности — по ее отклонению от средней линии. Резкие падения мощности в конце хода шпинделя станка и подъем в начале его хода отражают операцию перекрепления. Время между перекреплениями при известной длине хода шпинделя станка характеризует механическую скорость бурения.

Контроль изменения фактической осевой нагрузки

Изменение фактической осевой нагрузки (т.е. действующей на забое) на алмазную коронку происходит из-за ошибок бурильщика при осуществлении подачи бурового снаряда в скважину или при сбоях в работе механизма подачи. Фактическая осевая нагрузка изменяется после перекрепления шпинделя станка. Контролировать эту ситуацию по указателю нагрузки станка невозможно, так как разовое приращение осевой нагрузки находится в пределах точности измерений. Источниками информации об изменении фактической осевой нагрузки являются различные уровни потребляемой мощности и механической скорости при бурении на глубину, равную длине шпинделя станка, отраженных на диаграмме, рис. 31. При осуществлении подачи бурового снаряда бурильщик должен соблюдать необходимый стабильный уровень мощности и механической скорости.

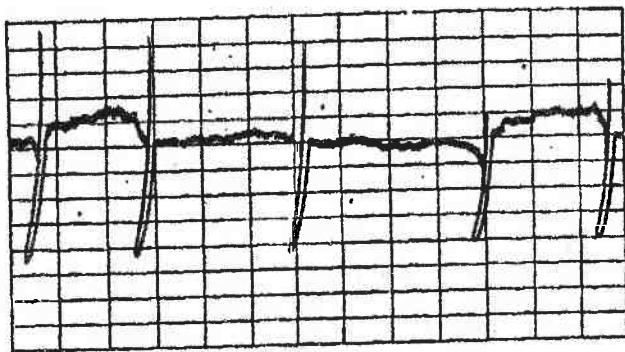


Рис. 31. Различные уровни мощности и механической скорости, характеризующие изменения осевой нагрузки на алмазную коронку

Зависание бурового снаряда происходит в конце хода шпинделя из-за непараллельности штоков гидроцилиндров, недостаточного ослабления страховочного троса у станков шпиндельного типа и при заедании ведущей трубы во вкладыше у станков роторного типа. Характерными признаками зависания бурового снаряда является интенсивное уменьшение мощности с последующим падением механической скорости, рис. 32. Зависание ликвидируют дополнительным усилием подачи, обеспечивающим сохранение рабочего уровня мощности до конца хода шпинделя.

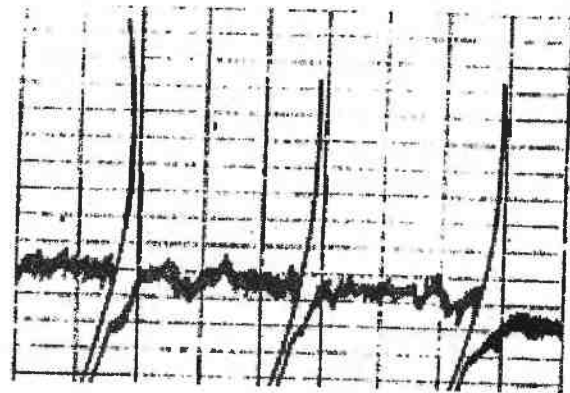
Избыточные осевые нагрузки возникают в результате неправильного перекрепления шпинделя или при проскальзывании ведущей трубы в патронах вращателя. Ситуация распознается по более высокому (чем рабочий) уровню мощности в начале хода шпинделя или в момент проскальзывания, рис. 33, и не устраняется регулированием параметров режима бурения, а нормализуется правильным перекреплением шпинделя станка и содержанием механизма зажима ведущей трубы в исправном состоянии.

Постепенное уменьшение осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент происходит при превышении скорости утлубки над скоростью продвижения шпинделя вниз. Ситуацию распознают по наклонно убывающему характеру записи изменения мощности в течение хода шпинделя, рис. 34.

Механическая скорость может быть постоянной или уменьшаться, но, как правило, остается высокой. Ситуацию устраняют уменьшением усилия подачи в начале хода шпинделя с последующей его корректировкой, обеспечивающей постоянный уровень затрат мощности.

Контроль износа алмазной коронки в процессе бурения скважины.

Заполирование алмазов происходит при бурении с недостаточной осевой нагрузкой и распознается по постепенному уменьшению величины и амплитуды колебания мощности и механической скорости бурения, рис. 35; устраняется методами, изложенными выше.



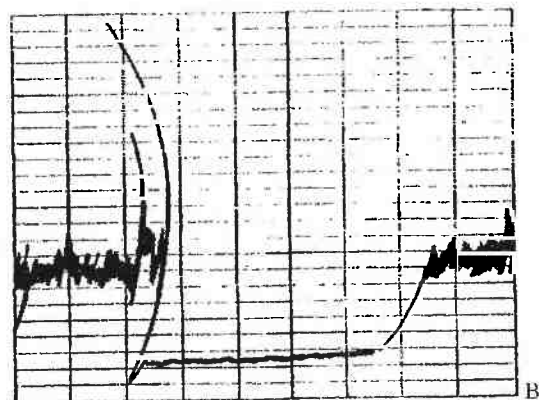
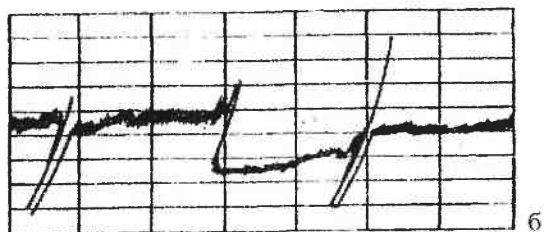


Рис. 32. Зависание бурового снаряда:
а — кратковременное (в конце хода шпинделя);
б — длительное (в конце хода шпинделя), в —
на страховочном канате

Интенсивный износ коронок связан с протеканием на забое скважины теплофизических процессов, вызывающих нагрев и разрушение поверхностных слоев матрицы с алмазами, определяется по нестабильному (пиковому) характеру изменения мощности, рис. 36, предотвращается снижением осевой нагрузки и увеличением расхода промывочного агента. Данная ситуация характеризуется изменением затрат мощности, уменьшением механической скорости, увеличением давления промывочной жидкости. При получении информации о выходе коронки из строя буровой снаряд поднимают над забоем и останавливают его вращение.

Прижогом коронки может возникнуть: при постановке коронки в осевший на забое шлам в начале рейса; при бурении после спуска снаряда, когда еще не выдвинут столб воздуха из буровых труб; при утечках промывочной жидкости в соединениях и трещинах бурового снаряда; при перекрытии керном потока промывочной жидкости; при отказе бурового насоса.

Общим признаком прижоговой ситуации является интенсивно возрастающий уровень мощности, рис. 37, в то время, как давление промывочной жидкости и механическая скорость бурения могут находиться в рабочем диапазоне. Устранить прижоговую

ситуацию бурильщик может, быстро подняв буровой снаряд над забоем с последующей остановкой вращения.

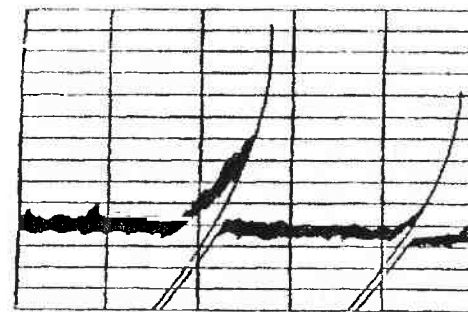


Рис. 33. Повышенный уровень мощности после перекрещения шпинделя, характеризующий избыточную осевую нагрузку на инструмент

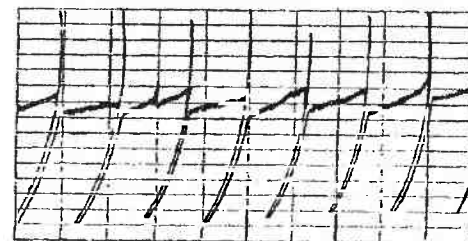


Рис. 34. Уменьшение мощности, связанное с превышением скорости углубки над скоростью подачи шпинделя

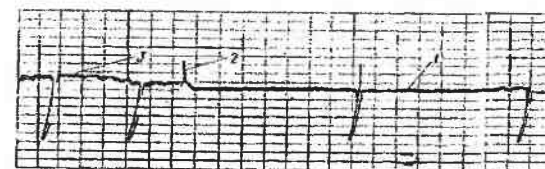


Рис. 35. Заполировка алмазной коронки (1) с последующей заточкой (2) и выходом на нормальный режим бурения (3)

Контроль работы колонны буровых труб.

Вибрация бурового снаряда, как правило, отрицательно влияет на процесс бурения. Диаграммы затрат мощности — источник информации об интенсивности вибраций буровых труб; чем интенсивнее вибрация, тем шире линия записи потребляемой мощности, рис. 38.

Особым видом вибрации бурового снаряда являются резонансные колебания, наиболее часто возникающие в легкосплавной буровой колонне и сопровождающиеся большой амплитудой колебаний затрат мощности, рис. 39, что создает неблагоприятный фон для управления процессом бурения. Резонансные явления устраняют подбором режима бурения, состава бурового снаряда и применением антивибрационных средств. Наиболее эффективны контроль и управление режимом работы буровой колонны по электромагнитным сигналам, возникающим в скважине в процессе бурения [4].

Реализация мощности привода станка тесно связана с глубиной, конструкцией скважины, типом и состоянием бурового снаряда, параметрами режима бурения. Ситуация возникает, когда для вращения снаряда на заданных режимах требуется мощность, большая по значению, чем мощность привода. В этом случае отмечается неустойчивая работа двигателя с нестабильным или возрастающим показателем мощности, что предотвращается переходом на меньшую частоту вращения.

С применением антивибрационных средств связано явление *салышкообразования* - накопления в отдельных местах бурового снаряда слоя отработанной и обогащенной пылаем смазки, создающей сопротивление вращению снаряда, периодически вызывая его интенсивную вибрацию, что сопровождается характерными колебаниями мощности. В этом случае необходимо улучшить смазочное покрытие бурового снаряда.

Контроль промывки скважины.

Гидравлический подпор колонкового набора в процессе бурения возникает при повышенном расходе промывочной жидкости и распознается по одновременному уменьшению потребляемой мощности и увеличению давления промывочной жидкости.

Для насосов с регулируемой производительностью характерной является ситуация изменения расхода промывочной жидкости в течение рейса в зависимости от гидравлических сопротивлений в скважине. Ситуацию контролируют с помощью расходомера.

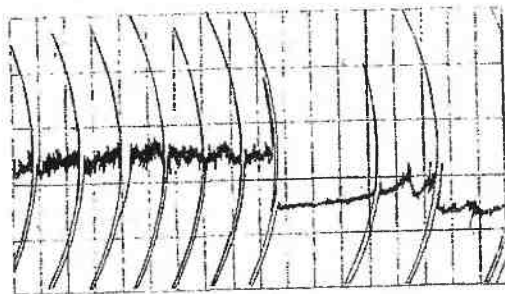


Рис. 36. Нестабильный характер мощности при интенсивном износе алмазной коронки

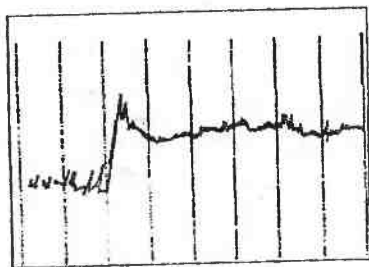


Рис. 37. Увеличение мощности при прижоге коронки

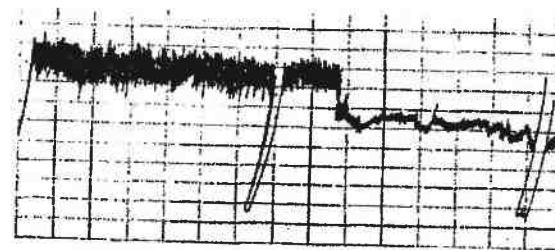


Рис. 38. Увеличение амплитуды мощности при колебаниях бурового снаряда

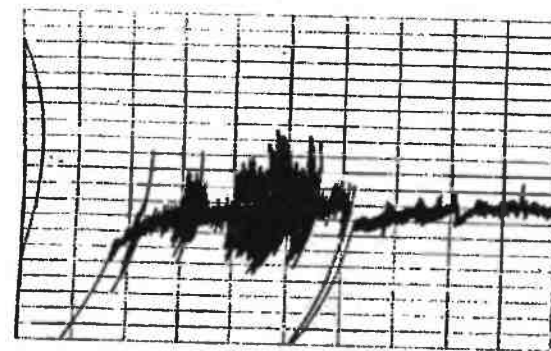


Рис. 39. Увеличение амплитуды мощности при резонансных колебаниях бурового снаряда

Контроль состояния забоя и свойств горных пород.

Изменение свойств пород распознается по характерному переходу записи затрат мощности на новый уровень. Бурение некоторых пород сопровождается типичным характером записи затрат мощности. Однозначно распознается наличие на забое трещиноватых пород по нестабильному характеру расхода мощности, неоднократно возникающим самозаклиниваниям керна, повышенному гидравлическому подпору, рис. 40. Среди ситуаций, связанных с состоянием горных пород, наиболее типичными являются обвалы стенок скважины и прихваты бурового снаряда. Прихваты сопровождаются

возникновением нестабильного характера затрат мощности, рис. 41. В этом случае необходимо провести чистку скважины, исследовать состояние ее стенок и возможности их крепления.

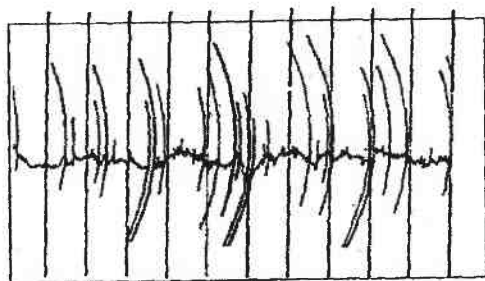


Рис. 40. Нестабильный характер потребляемой мощности при бурении трещиноватых пород

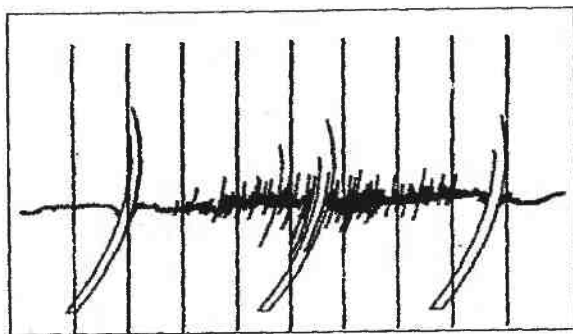


Рис. 41. Нестабильный характер мощности, вызванный рывком бурового снаряда

Контроль работы бурильщика.

Необходимым условием принятия эффективных технологических решений является наличие полной и достоверной информации о рабочем процессе. Оперативным местом сосредоточения технологической информации являются картограммы ваттметров самописцев.

Для обеспечения полноты информация необходимо:

- установить приборы в удобное для работы место, обеспечить обзор всей видимой части ленты и возможность делать текущие записи на ней без извлечения из прибора;
- перевести приборы на режим работы со скоростью протяжки ленты 180 мм/ч;
- выполнять требования по текущей расшифровке лент, проводя необходимые записи.

В этих записях должны быть отражены:

в начале смены - дата, номер агрегата, номер смены, глубина скважины, фамилия бурильщика,

в начале рейса - глубина скважины, тип породоразрушающего инструмента, его номер, порядковый номер рейса, выполненного этим инструментом,

в течение рейса - частота вращения и осевая нагрузка (подробно отобразить динамику изменения этих показателей), расход и давление промывочной жидкости и ее характеристики (вода, раствор, эмульсии);

в конце рейса - глубина скважины, углубка за рейс, выход керна, состояние породоразрушающего инструмента.

Работы, не связанные с бурением (ликвидация аварий, скважинные исследования, ремонт и др.), сопровождаются на диаграммной ленте соответствующими разъясняющими записями. В случае остановки прибора (отключения электроэнергии) указывается время простоя агрегата. Для обеспечения полного обзора записанных диаграмм целесообразно переконструировать каретку лентопотяжного механизма так, чтобы она выходила наружу прибора.

Так как совершенствование обработки породоразрушающего инструмента является постоянной технологической задачей, имеющей свои особенности и решения, то информацию о работе коронок и долот целесообразно фиксировать в отдельных ведомостях.

Работа по совершенствованию индивидуальных приемов управления процессом бурения каждого бурильщика осуществляется буровым мастером, который должен регулярно просматривать диаграммные ленты и отработываемый породоразрушающий инструмент.

Контроль эффективности совершенствования навыка бурильщиков осуществляет технолог путем анализа картограмм и выдачи рекомендаций буровому мастеру.

4. Автоматизация процессов бурения и её эффективность

4.1. Основные определения и задачи

Автоматизация - применение в сфере научной или производственной деятельности человека автоматических систем и автоматов, заменяющих труд человека работой машин и управляющих устройств.

Автоматика - область теоретических и прикладных знаний об автоматически действующих устройствах и системах; совокупность механизмов и устройств, действующих автоматически. Под автоматической системой понимается совокупность управляемого объекта и автоматических измерительных и управляющих устройств, а которой обработка информации, формирование команд и их преобразование в воздействие на управляемый объект осуществляются без участия человека. Объектами управления являются различные производственные процессы, станки и машины, механизмы, аппараты и их отдельные узлы, предназначенные для выполнения целенаправленной деятельности. Управляющим органом служит регулятор, вырабатывающий команды воздействия на объект управления.

Объект управления, скомутированный с управляющим органом и представляющий с ним единое целое, называется автоматом. Так, забойный автомат подачи долота по перепаду давления для турбинного бурения представляет собой конструктивно объединенные золотник (управляющий орган) и гидравлический сервопривод (объект управления), автоматически осуществляющий осевую нагрузку на турбобур или его разгрузку.

Автоматизация может быть частичной или комплексной. При частичной автоматизации технологическая цепь производственного процесса состоит из механизированных и автоматизированных звеньев, то есть на одних участках выполнение технологических операций осуществляется машиной, управляемой человеком, на других -

автоматом. Частично автоматизированным может быть и технологический процесс, и его отдельные циклы, и промышленные установки, и агрегаты.

При комплексной автоматизации все звенья технологической цепи или узлы агрегата автоматизированы. Отличительной особенностью комплексной автоматизации производственного процесса является наличие взаимосвязанных автоматических звеньев, выполняющих технологические операции по жесткой программе. За человеком остается функция контроля автоматически действующих машин.

Высшая форма комплексной автоматизации - полная автоматизация, при которой человеком задается только цель управления. Реализация заданной цели полностью осуществляется исполнительными машинами, управляемыми компьютерами и автоматическими устройствами, которые обладают определенной свободой выбора управляющих действий на основе анализа внешних определяющих факторов с помощью ЭВМ. Таким образом, полнота автоматизации системы определяется уровнем ее возможностей как автомата.

Составной частью автоматики является теория автоматического управления. На основе этой теории разрабатываются общие принципы и методы управления, реализуемые в автоматических системах. Согласно теории, главными задачами, которые требуют своего разрешения при создании автоматической системы, являются следующие:

1. Определение критерия оптимизации процесса, то есть цели управления. При решении этой задачи важно установить математическую зависимость критерия от других величин, определяющих его технико-экономическую сущность. Так, одним из критериев оптимизации разведочного бурения является рейсовая скорость. Следовательно, цель управления - наибольшая рейсовая скорость. Математическое выражение цели - $V_p = h / (t + T)$, где V_p - рейсовая скорость; h - проходка за рейс; t - время чистого бурения; T - время спуско-подъемных операций.

2. Разработка математической модели процесса, установление количественных зависимостей между критерием и управляющими параметрами, то есть описание управляемого объекта. Описанием управляемого объекта для рейсовой скорости является зависимость (зависимости) типа $V_p = f(P, n, Q, \dots)$, где P , n и Q - соответственно, осевая нагрузка на забой, частота вращения породоразрушающего инструмента и расход промывочной жидкости.

3. Получение и передача информации, связанные с течением процесса. Под решением проблемы понимается разработка необходимых датчиков и другой измерительной техники. В рассматриваемом случае это датчики параметров P , n , Q и другие.

4. Преобразование информации, состоящее в усилении сигнала до уровня, обеспечивающего их управляющее воздействие на объект в соответствии с алгоритмом управления. Для преобразования информации служат, например, усилители и сервомеханизмы, осуществляющие подачу инструмента, изменение частоты его вращения, расхода промывочной жидкости и т.д.

5. Надежность автоматической системы. В отличие от понятия автоматическая система, понятие система автоматического регулирования, часто встречающееся в теории автоматического регулирования, трактуется как совокупность элементов (датчики, преобразователи, сервомеханизмы), входящая в виде управляющей части в автоматическую систему.

Каждая система автоматического регулирования функционирует в соответствии с определенным алгоритмом, т.е. порядком регулирования (управления), под которым понимается совокупность математических действий для достижения поставленной цели, реализуемых регулятором. По существу составление алгоритма связано с решением второй задачи теории автоматического регулирования - задачи описания управляемого

объекта, то есть составления его образа. Очевидно, что составление алгоритма может начинаться только после установления цели управления и критерия оптимизации процесса.

Понятие системы автоматического управления более широкое и относится к автоматическим системам, функционирующим на основании непрерывной обработки поступающей информации. Источником такой информации может быть сам процесс, выполняемый системой, то есть его выходные параметры. В этом случае говорят об обратной связи между выходными и управляющими параметрами процесса. Например, автоматическая система подачи инструмента на забой увеличивает по определенному закону осевую нагрузку, которая в то же время не должна превысить некоторой заданной величины. Датчик осевой нагрузки в такой системе вырабатывает сигнал обратной связи; при достижении критического значения нагрузки автоматическая система по сигналу датчика приостанавливает подачу или частично разгружает инструмент.

Источником информации может быть и любой другой процесс, прямо не связанный с управляемым, но воздействие которого в некоторых случаях должно учитываться алгоритмом управления.

Системы автоматического управления, действующие на информационной основе, относятся к области кибернетики - науки, изучающей принципы и законы управления различными объектами с целью достижения определенных результатов на основании преобразования, передачи и использования информации.



Рис. 42. Схема автоматического регулирования режима промывки скважины

Рассмотрим для примера систему автоматического регулирования режима промывки скважины, рис.42. В данном случае закон регулирования простой. Объект регулирования (расход жидкости) действует на чувствительный орган (датчик), который выдает сигнал, поступающий в регулирующее устройство. Сигнал сравнивается с сигналом задатчика, который соответствует оптимальному количеству жидкости. Усиленная разность сигналов воздействует на кран регулятора, изменяющий подачу насоса в зависимости от знака разности.

Систему автоматического управления процессом бурения отличает сложный комплекс управляющих параметров: осевая нагрузка на забой, частота вращения инструмента, расход промывочной жидкости. Помимо анализа воздействия на процесс бурения перечисленных параметров, управляющая система должна реагировать и на так называемые возмущающие воздействия: изменение физико-механических свойств горной породы, степень зашламованности забоя, затупление инструмента и т.д.

Существующая, постоянно совершенствуемая технология бурения геологоразведочных скважин, оснащение бурового оборудования рядом контрольно-измерительных: приборов (КИП), психофизические и эргономические возможности буровика, форсирование режимов бурения - частоты вращения бурового инструмента, увеличение приводной мощности, применение разнообразных породоразрушающих инструментов (ПРИ) и др. - это факторы позволяющие влиять на повышение производительности буровых работ их качеством и безопасностью труда.

Скорость бурения по твердым горным породам достигает 1500 м/мес. Однако, в последние годы рост скоростей бурения замедлился, а в ряде геологоразведочных организаций остановился. Следует отметить, что экстенсивные факторы повышения производительности труда в геологоразведке исчерпали себя.

Скрытость процессов, проходящих на забое скважины, сложное поведение бурильной колонны в скважине (растяжение-сжатие, скручивание, изгиб, трение о стенки скважины), неоднородность буримых пород, различные глубины скважин и др. факторы, постоянно меняющиеся по месту и времени, создают для буровика зачастую неразрешимую задачу по выбору оптимальных режимов бурения. Это приводит к частым авариям бурового инструмента в скважине. Вероятности возникновения аварий вынуждают снижать частоту вращения, осевую нагрузку на забой, и таким действием уменьшать скорость бурения.

Оснащение буровых станков контрольно - измерительными приборами (КИП) повышают степень информированности бурового мастера о процессах, происходящих на забое. Применение КИП не только способствует повышению производительности труда, но и создаёт предпосылки для оптимизации и автоматизации процессов бурения. Оптимизация и автоматизация процессов бурения с помощью различных систем автоматизированного управления процессом бурения (САУПБ) позволяет качественно улучшить основные показатели буровых работ:

- повысить эффективность управления станком;
- повысить надёжность эксплуатации бурового технологического инструмента;
- создать возможности применения форсированных высоко скоростных режимов бурения;
- сократить расход породоразрушающего инструмента (в том числе алмазов);
- устранить аварийность буровых работ по технологическим причинам;
- уменьшить психофизические нагрузки на обслуживающий персонал;
- улучшить безопасность труда;
- повысить производительность буровых работ.

4.2. Производственные процессы разведочного бурения, как объекты механизации и автоматизации

Разведочное бурение состоит из отдельных производственных процессов, которые самостоятельно являются объектами механизации и автоматизации. Под механизацией понимается замена физического ручного труда в производственных операциях работой машин, управляемых человеком. Автоматизация - более высокий уровень развития технических средств производства, при которой управление машинами-исполнителями осуществляется так же с помощью механизмов. Функцией человека при этом является задание управляющим механизмам программы действий, в результате реализации которой осуществляется тот или иной технологический цикл или весь производственный процесс.

Разведочное бурение условно можно разделить на следующие производственные процессы, каждый из которых в свою очередь состоит из ряда операций:

- 1) разрушение горной породы на забое скважины буровым инструментом (собственно бурение);

- 2) очистка скважины от выбуренной породы;
- 3) спуск и подъем бурового инструмента в скважине;
- 4) наращивание буровой колонны при углублении скважины;
- 5) подъем и опускание буровой вышки или мачты;
- 6)монтажно-демонтажные работы и перемещение тяжестей.

Большинство из перечисленных производственных процессов механизировано. Так, все способы бурения, за исключением ручного, являются механическими. Для механизации последнего созданы портативные установки комбинированного бурения типа УБР-2. Большим достижением явилась механизация спуско-подъемных операций. Разработка трубоизвращателей типа РТ-1200М, полуавтоматических элеваторов МЗ-50-80, ЭНЗ-20, "Урал-2" и др, позволила исключить или видоизменить такие трудоемкие ручные операции, как развинчивание и свинчивание при спуско-подъеме бурильных труб и захват элеватором свечей (за исключением работ с ССК). Сейчас нельзя ещё сказать, что спуско-подъемные операции полностью механизированы, так как иавинчивание или надевание наголовников и подкладывание вилки осуществляются вручную. Но такие попытки делаются. Не механизированы еще операции сборки-разборки колоннового снаряда и извлечения керна. Объем таких затрат труда невелик и часто требует в силу специфики отбора керна именно ручной работы.

Остальные производственные процессы разведочного бурения механизированы. Современная буровая представляет собой комплекс машин и механизмов, с помощью которых осуществляется весь цикл бурения скважины от начала до конца. Комплекс включает буровой станок с приводом, насос для промывки скважины, буровую вышку или мачту, трубоизвращатель и спуско-подъемные механизмы (полуавтоматический элеватор и свечукладчик). Следующим этапом механизации разведочного бурения является комплексное совершенствование бурового оборудования, создание надежных и эффективных буровых станков, адаптированных к российским условиям эксплуатации. Технические характеристики станков должны удовлетворять современным технологическим требованиям: диапазоны частоты вращения бурильной колонны 0-2000мин.⁻¹, оснащение всеми необходимыми контрольно-измерительными приборами; буровые насосы с плавным регулированием расхода и давления промывочной жидкости; конструкции трубоизвращателя - исключение использования подкладных вилок; конструкции полуавтоматических элеваторов - без применения наголовников; а также оснащение надёжными свечукладчиками и безопасными приспособлениями для наращивания бурового снаряда. Комплексный подход к полной механизации всех процессов разведочного бурения, улучшению качества бурового оборудования невозможен без объединения конечного производства комплектующих машин и механизмов на одном предприятии.

К настоящему времени накопилось достаточная база данных с информацией о технологии бурения различными способами в любых геолого-технических условиях, которая позволяет разработать простые алгоритмы управления механической скоростью бурения в зависимости от основных технологических параметров: осевой нагрузки на забой, частоты вращения породоразрушающего инструмента и расхода промывочной жидкости. Такие алгоритмы могут служить элементами программ управления для буровых регуляторов. В качестве примера базового регулятора, как основы автоматизации процесса бурения, можно привести регулятор АРП. Регулятор предназначен для управления осевой нагрузкой при помощи тормоза лебедки бурового станка ЗИФ-1200 в зависимости от механических свойств разбуриваемой породы. По мере накопления информации о зависимостях между механической скоростью бурения и технологическими параметрами возрастёт результативность алгоритмов управления процессом бурения, что повысит эффективность буровых работ.

Известно, что затраты времени на спуско-подъемные операции (СПО) достигают 40-45 %, а в отдельных случаях и 80 % общих затрат времени на бурение. Эти

операции трудоёмки, однообразны, повторяемы и потому явились одним из первых объектов автоматизации. Комплекс спуско-подъемных устройств СПА-ВИТР послужил основой для создания первой отечественной автоматизированной установки БА-25 „Л”-Э и следующей - Уралмаш-125А. В результате автоматизации СПО увеличивается скорость спуска и подъема свечей, уменьшается время на их свинчивание, что не может быть достигнуто только за счет механизации вследствие ограниченных возможностей человеческого организма, его способности к реакции на включение и торможение механизмов. Кроме того, передача управления монотонным и однообразным процессом автомату предохраняет бурильщика от переутомления, позволяя переключить внимание на другие операции.

Начало и конец СПО, а также наращивание очередной бурильной трубы при углублении скважины связаны для станков роторного типа с так называемой обработкой ведущей трубы. Под этой операцией понимается отвинчивание или навинчивание ведущей трубы и соответственно ее удаление или подача к устью скважины. Эта операция завершает комплекс СПО с помощью установок БА-25 „Л”-Э и Уралмаш-125А.

При бурении, особенно глубоких скважин на нефть и газ, важное значение приобретает контроль за качеством и количеством промывочной жидкости, подаваемой в скважину. С этой задачей успешно может справиться автоматический комплекс средств контроля за параметрами промывочной жидкости, разработанный применительно к установкам типа Уралмаш-125А. Он обеспечивает постоянный контроль за параметрами бурового раствора и при отклонении их от заданных величин включает соответствующие дозирующие системы, регулирующие его качество.

Объектом автоматизации является и процесс бескернового бурения, где, с одной стороны, по соответствующему алгоритму можно изменять осевую нагрузку в функции скорости бурения, обеспечивая оптимальные показатели, с другой - автоматически отслеживать состав горных пород проходимого интервала (с определенным сдвигом во времени) по непрерывно выносимому шламу. Другие процессы разведочного бурения: монтажно-демонтажные работы, ликвидация осложнений, оборудование скважины фильтрами и погружными насосами - имеют всегда индивидуальные особенности и могут быть автоматизированы лишь частично. Само понятие разведочного бурения обуславливает во многих случаях не стандартное принятие решений, а поиск новых путей достижения цели, которые пока еще сложно программировать. В этом случае целесообразнее оставить управление за человеком, обеспечив машину совершенными техническими средствами контроля технологических процессов.

Очевидно, что механизация и автоматизация разведочного бурения не самоцель. Они всегда должны содействовать росту производительности труда, уменьшению стоимости 1 м бурения, улучшению условий труда, повышению качества разведочных работ и охране здоровья обслуживающего персонала. Только в этих случаях оправданы затраты на разработку и внедрение буровых автоматов. И хотя, в принципе, каждый процесс и операция в бурении могут быть объектами автоматизации, ее осуществление должно подчиняться указанным критериям.

4.3. Критерии и параметры автоматического управления бурением

Критерием автоматического управления любого технологического процесса является величина, меняющаяся во времени и пространстве и характеризующая эффективность достижения поставленной цели. Как правило, такой целью является достижение оптимальных результатов процесса. В понятие оптимальный процесс на разных этапах технического развития вкладывается различный смысл. Так, например, в 20-е гг. прошлого века при появлении первых автоматов подачи долота для глубокого бурения условием применения служила прямолинейность ствола скважины, так как следствием искривления часто происходили аварии из-за поломки

лопастных долот. В 30-е гг. и позднее, когда появились шарошечные долота, целью стала высокая производительность бурения. Появились критерии оптимальности: наибольшая механическая скорость, наибольшая рейсовая скорость, наименьшая стоимость 1 м бурения, которые действуют и по настоящее время, являясь теоретической основой для создания автоматических регуляторов подачи долота. Главным из них считается стоимость 1 м бурения.

В разведочном бурении стоимость 1 м также определяет оптимальность процесса. Кроме того, при определении оптимальности используют критерии наибольшей скорости, максимальной производительности бурового станка, минимального времени проходки скважины.

Критерий минимальной стоимости 1 м бурения, как главный показатель оптимальности процесса проходки скважины, определяет наименьшую сумму всех производственных затрат, приходящуюся на 1 м скважины. Реализация этого критерия на практике с помощью автоматических устройств представляет пока определенные трудности, так как нет зависимостей вида:

$$C = \Phi(x_1, x_2, x_3, \dots, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3),$$

где C - стоимость 1 м скважины; x - управляемые факторы; α - неуправляемые факторы.

К управляемым факторам относят осевую нагрузку, частоту вращения, количество и качество промывочной жидкости и некоторые другие, поддающиеся регулировке и контролю, к неуправляемым - износ породоразрушающего инструмента, устойчивость стенок скважины, технологические осложнения и авариями, и т.п.

Критерий максимальной механической скорости может быть реализован путем регулирования параметров бурения: осевой нагрузки P , частоты вращения n , расхода Q и качества промывочной жидкости (или другого очистного агента), если известна зависимость

$$V = \varphi(P, n, Q, f, q),$$

где V - механическая скорость бурения; f - аргумент, отражающий механические свойства горной породы; q - характеристика породоразрушающего инструмента (форма, острота, прочность и т.д.).

Этот критерий имеет наибольшее практическое значение при автоматизация глубокого бурения на твердые полезные ископаемые. Это объясняется простотой описания цели управления, что облегчает задачи выбора измерительной техники и преобразования информации в исполнительные действия сервоприводов.

Критерий максимальной производительности бурового станка определяется выражением $\Pi = h/T$, где h - проходка за время T , м. Производительность может быть сменной (T - продолжительность смены) и общей по скважине (T - период бурения скважины). Критерий оптимума по максимальной производительности может быть реализован при управлении процессом бурения по закону критерия максимальной механической скорости.

Критерий оптимума по минимальному времени проходки скважины действует в том случае, если осуществляется ускоренная проходка скважины. Очевидно, что этот критерий может не совпадать с основным - по минимальной стоимости 1 м бурения и имеет значение для экономической оценки буровых работ. Однако, он мало пригоден для непосредственного использования в автоматизации бурения из-за отсутствия математических зависимостей, пригодных для описания задач управления.

Следует сказать, что из всех критериев практически используется только критерий максимальной механической скорости, который отражает наиболее полно задачи управления процессом бурения и дает возможность его математического моделирования.

Для реализации любого критерия необходимо установить параметры управления, которые связаны с ним математической зависимостью. Параметрами автоматического регулирования являются такие технологические параметры бурения, с помощью которых достигается поставленная цель управления процессом бурения.

При бурении, в особенности глубоком, универсальным параметром управления считается осевая нагрузка на забой. Это объясняется тем, что при всех существующих способах вращательного глубокого бурения, любое изменение осевой нагрузки на долото влияет на показатели его работы. При этом метод установления нагрузки определяется принятым критерием оптимальности режима бурения.

Так, например, при поддержании осевой нагрузки, соответствующей максимальной скорости бурения, реализуется критерий максимальной механической скорости бурения. При нагрузке, достигающей наибольшей проходки на долото, бурение будет вестись с наиболее эффективным использованием породоразрушающего инструмента. Выбранная же соответствующим образом средняя нагрузка приведет к режиму с максимальной рейсовой скоростью.

Другими параметрами при различных видах бурения являются: мощность на вращателе, вращающий момент, частота вращения, скорость подачи инструмента.

4.4. Основные принципы и направления автоматизации и оптимизации процесса бурения

Известно, что понятие алгоритма представляет собой конечный набор правил, позволяющих чисто механически решать любую конкретную задачу из некоторого класса однотипных задач. В случае бурения, в частности, разведочного, такой задачей является получение наибольшей эффективности путем достижения критерия наибольшей механической скорости, наименьшей стоимости 1 м. бурения и т.д. Эффективность вращательного бурения зависит от определенного соотношения частоты вращения коронки, осевой нагрузки и расхода промывочной жидкости. Следовательно, основой автоматического управления процессом разведочного бурения являются алгоритмы, отражающие зависимости управляющих параметров между собой и критерием оптимальности процесса.

На основании экспериментальных и практических результатов исследований процесса бурения разработаны простейшие алгоритмы, содержащие эмпирические зависимости механической скорости бурения от осевой нагрузки, механической скорости бурения от частоты вращения, частоты вращения от осевой нагрузки на забой при различной скорости бурения и др. Эти алгоритмы послужили основой для создания самонастраивающихся систем автоматического управления процессами бурения, выбирающих оптимальное сочетание параметров для достижения заданного результата бурения.

В системах автоматического управления процессом бурения регулирование параметров технологического режима с целью достижения необходимого значения критерия оптимума часто используется зависимость

$$Pn = cV$$

где P - осевая нагрузка; n - частоте вращения породоразрушающего инструмента; V - скорость бурения; c - коэффициент пропорциональности.

Принципиальная схема установки вращательного бурения с электронной управляющей системой, рис. 43, включает талевый блок и кронблок с тросом. Бурильная колонна с породоразрушающим инструментом вращается ротором, который одновременно приводит в действие датчик скорости - тахометр. Усилие натяжения в неподвижном конце талевой системы воспринимается анкером с датчиком давления.

Подача инструмента при углубке скважины происходит за счет поворачивания барабана лебедки при его растормаживании исполнительным управляющим цилиндром

электрическим клапаном, шток которого через тягу связан с тормозной рукояткой лебедки. Цилиндр работает при открытом электроклапане от источника пневматического или гидравлического давления.

Управление подачей инструмента осуществляется электронным управляющим блоком, в котором в соответствии с вышеуказанной зависимостью, перемножаются электрические значения сигналов тахометра и гидравлического датчика давления. Если напряжение, соответствующее произведению электрических сигналов, меньше заданной величины сигнала оптимальной скорости бурения, возникает разность сигналов, которая усиливается и подается в виде управляющего сигнала для открытия электроклапана и растормаживания лебедки. Управляющий блок питается от преобразователя электроэнергии сети. Регулирование согласно схеме производится стабилизацией значения Pn/d , соответствующего в данных условиях бурения оптимальной проходке на коронку (d - диаметр коронки).

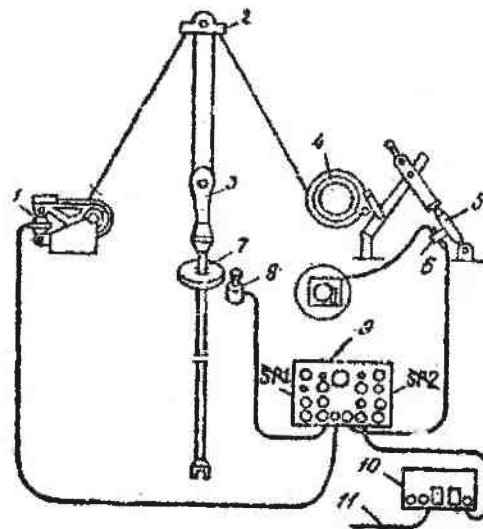


Рис. 43. Принципиальная схема установки вращательного бурения с основным управляющим устройством

- 1 - датчик давления; 2 - кронблок с тросом; 3 - талевый блок;
- 4 - барабан лебедки; 5 - источник давления; 6 - электрический клапан;
- 7 - ротор; 8 - тахометр; 9 - управляющий блок; 10 - выпрямитель
- 11 - линия сети.

В более общем случае система автоматического управления (САУ) процессом бурения может быть представлена блок-схемой, рис. 44, где объектом управления является сложная динамическая система буровой станок - буровой инструмент. Она имеет три основных входных регулируемых параметра: частоту вращения инструмента n , осевую нагрузку на забой P и количество промывочной жидкости Q . Кроме входных параметров, состояние объекта определяется выходными переменными параметрами: механической скоростью бурения V , потребляемой мощностью N и крутящим моментом M .

объекта определяется выходными переменными параметрами: механической скоростью бурения V , потребляемой мощностью N и крутящим моментом M .

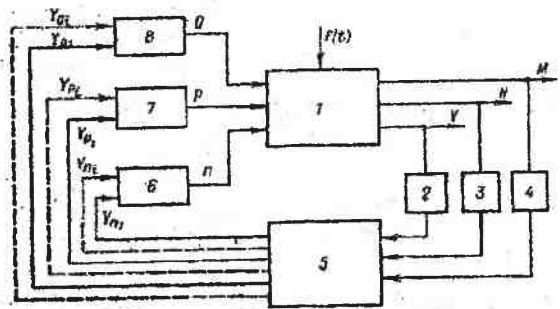


Рис. 44. Блок-схема системы автоматического управления процессом бурения
1- буровой инструмент; 2-4 датчики; 5- управляющая система; 6- вращатель; 7- система подачи; 8- буровой насос.

Они зависят от физико-механических свойств породы, состояния и типа породоразрушающего инструмента, входных параметров регулирования и т.д. К возмущающим воздействиям $f(t)$ относятся свойства породы, состояние породоразрушающего инструмента, условия бурения и т.д. Управляющая система при помощи датчиков получает информацию о значениях выходных переменных, описывающих состояние управляемого объекта в определенные моменты времени, после чего преобразует эту информацию и вырабатывает управляющие сигналы U_p , U_r , U_s . Эффективность достижения управляемым объектом цели управления характеризует показатель эффективности E , который может достигать экстремального значения, например, максимума механической скорости или других критериев.

Встречаются случаи, когда V_{max} по ряду причин, обычно технических, не может быть достигнута. Тогда используются способы поиска и поддержания максимума скорости бурения путем преобразования неэкстремальной характеристики в экстремальную, рис.45.

Максимум механической скорости может находиться в функции одной или нескольких переменных. При одной регулируемой переменной самонастройка системы на максимум скорости бурения производится регулированием только, например, частоты вращения бурового инструмента при стабилизации других параметров. Регулирование по двум параметрам может осуществляться двумя самостоятельными оптимизаторами, регулирующими P и p .

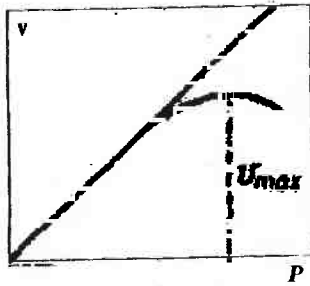


Рис.45. График преобразования неэкстремальной характеристики в экстремальную

Известен способ функционального регулирования, когда один из параметров регулируется оптимизатором, а другой - при помощи функционального преобразователя на основе программной зависимости, рис.46. По блок-схеме САУ регулирование процесса вращательного бурения производится на основании следующих предположений.

1) скорость твердосплавного бурения уменьшается с увеличением твердости породы;

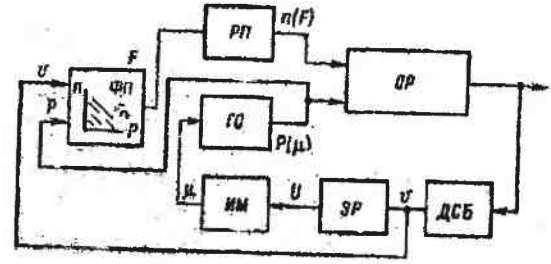


Рис.46. Блок-схема САУ процессом вращательного бурения

ФП - функциональный преобразователь; РП - регулируемый привод; ГО - гидравлический механизм подачи; ИМ - исполнительный механизм; ОР - объект регулирования; ЭР - экстремальный регулятор; ДСБ - датчик скорости бурения v , U , M , и F - сигналы связи между блоками

2) скорость бурения увеличивается с ростом осевой нагрузки и частоты вращения коронки тем интенсивнее, чем меньше прочность породы;

3) максимум механической скорости для более твердых пород достигается при (больших значениях P и меньших значениях p , из чего следует, что частоту вращения твердосплавной коронки целесообразно регулировать обратно пропорционально, а осевую нагрузку прямо пропорционально крепости породы.

Таким образом, P можно определять как величину, пропорциональную крепости породы по максимуму механической скорости - V_{max} . Для определения p используется зависимость $Pp = const$. Оптимальное значение P , очевидно, можно найти с помощью экстремального регулятора, а p - в функции V и P по приведенной зависимости. Поиск максимума скорости бурения по схеме регулирования происходит следующим образом.

Исполнительный механизм экстремального регулятора увеличивает осевую нагрузку P - пусть при этом увеличивается V . Сигналы от датчиков осевой нагрузки и скорости бурения ДСБ подаются на функциональный преобразователь, повышающий частоту вращения регулируемого привода. Если дальнейшее увеличение P не приводит к росту V , а следовательно и p (последняя увеличивается или убывает соответственно с ростом или уменьшением V), то с некоторого значения P , ФП снижает p , что приводит к интенсивному снижению V . Экстремальный регулятор

на основе знака разности $\Delta V = V_{тек} - V_{max}$ выдает команду исполнительному механизму (ИМ) на реверс и P уменьшается. Таким образом, для породы определенной категории найдено максимальное значение V из условия оптимальности процесса. Такая САУ процессом вращательного бурения может быть использована не только для твердосплавного бурения, но и для других способов.

5. Автоматизация процесса геологоразведочного бурения

5.1. Система автоматической оптимизации процесса бурения САОПБ-1

Одной из первых систем автоматизированной оптимизации управления технологическим процессом бурения явилась система САОПБ-1, разработанная Опытнометодической партией оптимизации буровых работ Правобережной ГРЭ ПГО "Севургеология". Система автоматизированной оптимизации процесса бурения (САОПБ-1) предназначена для ручного поиска и поддержания в автоматическом режиме оптимальных параметров процесса бурения. Бурильщик по номограмме выбирает оптимальную механическую скорость бурения в зависимости от физико-механических свойств буримой породы, типоразмера буровой коронки и задает ее необходимое значение изменением осевой нагрузки на забой скважины. Система САОПБ-1 поддерживает в автоматическом режиме заданную механическую скорость при максимально возможной частоте вращения бурильной колонны.

САОПБ-1 применяется при бурении геологоразведочных скважин колонковым способом станками 1У-У11 класса типа СКБ и ЗИФ алмазными коронками в породах УП-ХП категорий по буримости.

Система оснащена показывающими приборами (индикаторами):

- значения осевой нагрузки;
- заданного значения механической скорости;
- текущего значения механической скорости;
- давления и расхода промывочной жидкости;
- частоты вращения шпинделя (на станках с плавнорегулируемым электроприводом);
- текущего потребления мощности.

Освоение САОПБ-1 в Правобережной и Житомирской ГРЭ, экспедиции № 47 ПГО "Кировгеология", Тагильской ГРЭ ПГО "Уралгеология", Должанской ГРЭ ПГО "Ворошиловградгеология" позволило улучшить следующие технико-экономические показатели:

- снизить расхода алмазов на 36 %;
- энергозатрат на 1 м бурения на 29%;
- повысить механическую скорость бурения на 37%;
- техническую - на 20%;
- увеличить длину рейса на 17%.

Кроме того, САОПБ-1 значительно снижает психофизическую нагрузку на бурильщика, предотвращает за счет срабатывания защиты перегрузку бурового оборудования и бурильной колонны, существенно снижает аварийность.

Обслуживание системы САОПБ-1 (профилактические ремонты, проверка и наладка) может выполняться производственным персоналом или службой КИП, получившими предварительную подготовку и допущенным к ее эксплуатации.

Система автоматизированной оптимизации процесса бурения САОПБ-1 является перспективной разработкой, оценена высшей категорией качества и рекомендована к широкому освоению для оснащения буровых установок геологоразведочного бурения.

В процессе бурения с применением САОПБ-1 получены следующие технико-экономические показатели, табл.4.

Таблица 4

Показатели	Житомирская ГРЭ		Правобережная ГРЭ	
	САОПБ-1	Ручное управл.	САОПБ-1	Ручное управл.
Интервал бурения	0	300	0	300
Категория пород	9,3	9,3	9,3	9,3
Тип бурового станка	СКБ-5	СКБ-5	СКБ-4 СКБ-5	ЗИФ-1200М
Пробурено, м	9044	3394	16875	14073
Механическая скорость, м/ч	3,59	2,66	2,94	1,98
Углубка за рейс, м	5,75	4,38	4,16	3,01
Производительность, м/ст.см	13,79	11,27	5,76	5,26
Проходка на коронку, м	40,9	25,3	31,4	21,4
Расход алмазов, кар/м	0,39	0,62	0,40	0,712
Энергозатраты на 1 м бурения, квт-час.	4,65	7,50	5,42	8,36

5.2. Устройство микропроцессорного управления бурением

Устройство "Микробур" для микропроцессорного управления бурением разработано в НИИ ВИТР. Устройство запрограммировано на управление по углубке за оборот с предотвращением аварийных ситуаций - алгоритм типа САОПБ-1. Выходные преобразователи устройства "Микробур" предназначены для регулирования осевой нагрузки и, при необходимости, частоты вращения бурового снаряда.

Входные параметры "Микробура":

- а) от датчиков:
 - механическая скорость бурения;
 - частота вращения шпинделя станка;
 - потребляемая мощность;
 - давление промывочной жидкости;
- б) от органов управления станком:
 - углубка за оборот;
 - режим ручной или автоматический;
 - минимальные и максимальные значения приводной мощности и давления промывочной жидкости.

Устройство применимо как в станках с плавным, так и со ступенчатым регулированием частоты вращения шпинделя.

5.3. АВТОМАТИЧЕСКИЙ РЕГУЛЯТОР ПОДАЧИ АРП

Предназначен для плавной подачи инструмента при бурении с тормоза лебедки буровым станком ЗИФ-1200 МР.

Измерительные устройства регулятора обеспечивают непрерывный визуальный контроль и регистрацию на суточной диаграмме нагрузки на породоразрушающий инструмент и нагрузки на крюке при спуско-подъемных операциях, а также визуальный контроль скорости углубления скважины.

Техническая характеристика

Пределы регулирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент, кН.....	0 - 30
Погрешность установления осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент, кН.....	0,1
Пределы измерения и регистрации нагрузки, кН:	
при бурении.....	0 - 30
при спуско-подъемных операциях.....	0 - 300
Пределы измерения скорости углубления скважины, м/ч.....	0-5
Основная погрешность при измерении осевой нагрузки, %:	
на породоразрушающий инструмент, не более.....	±2,5
на крюке, не более.....	±4,0
Основная погрешность при измерении скорости углубления скважины, %, не более.....	±4,0
Номинальное напряжение питания, В.....	380
Номинальная частота тока питания, Гц.....	50
Потребляемая мощность, ВА, не более.....	200
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С.....	(-30) ÷ (+50)
допустимая влажность окружающего воздуха, %:	
для датчиков.....	до 98
для вторичного прибора.....	до 95
допустимые колебания напряжения питания:	
от номинального значения, %.....	±20
допустимые колебания частоты, %.....	±1,0
Виброустойчивость, м/сек ²	для частот 5 - 80 Гц до 15
Исполнение прибора.....	пыле-брызгозащищенное
Размеры вторичного прибора, мм.....	540X370X200

На рис. 47 изображена принципиальная схема исполнительного устройства регулятора. Исполнительный механизм 1, представляет собой дросселирующее устройство с электроприводом. Переключающий золотник 2, обеспечивает подключение напорной магистрали гидроуправления станка либо к системе управления станка, либо к исполнительному механизму регулятора. Отрабатывая выходной сигнал усилителя, серводвигатель перемещает дросселирующее устройство исполнительного механизма, изменяя давление в напорной магистрали гидравлики станка и тем самым в силовом гидроцилиндре 3 тормозного устройства лебедки станка. Гидроцилиндр управления выполняет функции одной из тяг тормоза лебедки. Для монтажа его на тормозе лебедки необходимо поменять местами два рычага тормоза 4 и 5. Шток гидроцилиндра подпружинен мощной тарельчатой пружиной 6 (примерно 1000 даН). При отсутствии давления в напорной магистрали и при нижнем крайнем положении рычага тормоза 7

тормозные колодки 8 поджаты пружиной 6 гидроцилиндра к барабану лебедки и удерживают буровой снаряд во взвешенном состоянии. При повышении давления в напорной магистрали шток гидроцилиндра отжимает пружину 6, уменьшает давление на тормозные колодки, осуществляя тем самым изменение осевой нагрузки на забой.

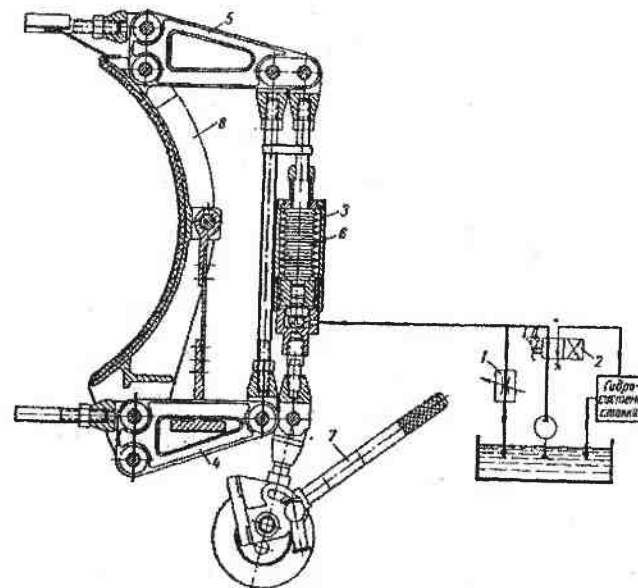


Рис. 47. Принципиальная схема исполнительного устройства регулятора АРП

Как уже указывалось, автоматический регулятор подачи АРП снабжен измерительным устройством для визуального контроля скорости подачи инструмента. Измерительная система контроля скорости подачи содержит датчик скорости подачи типа ДС и вторичный измерительный прибор постоянного тока типа М325.

Питание прибора осуществляется через схему удвоения напряжения. Для снижения влияния нелинейности вольтамперной характеристики диодов на вход схемы удвоения напряжения подается начальное напряжение от источника питания, которое затем компенсируется по постоянному току (R70).

Питание устройства АРП осуществляется от феррорезонансного стабилизатора напряжения.

5.4. Регулятор подачи АРП-2.

Автоматический регулятор подачи АРП-2, управляющий механической скоростью бурения в диапазоне от 0 до 6 м/час в станках 5-7 классов, разработан в СКБ «Геотехника».

Работать он может только в комплекте со следующими измерительными приборами:

- измеритель механической скорости бурения – ИСБ-4;
- измеритель нагрузки на забой – МКН-1;
- измеритель давления промывочной жидкости – КПМ;
- измеритель крутящего момента – ОМ-40;
- измеритель частоты вращения шпинделя – И4В2.

Регулятор получает сигналы от указанных приборов и управляет процессом бурения с помощью регулятора подачи станков СКБ-5 или СКБ-7, находящегося в сливной магистрали нижних полостей гидроцилиндров подачи.

Регулятор АРП-2 должен модернизировать систему САОПБ-1, так как он выполнен на основе новой элементной базы, обеспечивает конструктивную и схемную совместимость с современными средствами измерения параметров процесса бурения и расширяет функциональные возможности за счет управления процессом бурения в зависимости от физико-механических свойств горных пород.

Кроме управления механической скоростью бурения регулятор АРП-2 выполняет функцию ограничения крутящего момента и повышенного давления промывочной жидкости путем автоматического приподъема бурового снаряда от забоя, уменьшая величины этих параметров.

5. 5. Автоматические регуляторы подачи инструмента АРП-3 и АРП-4

Предназначены для автоматизации управления скоростью подачи породоразрушающего инструмента в зависимости от величины углубки за один оборот в режиме гидравлической подачи. АРПЗ используется на буровых станках СКБ-4, СКБ-5, СКБ-7 и на буровых станках ЗИФ-650М и ЗИФ-1200МР. Автоматически измеряют, установленное в зависимости от физико-механических свойств породы и состояния породоразрушающего инструмента значение углубки за оборот, изменяя нагрузку на породоразрушающий инструмент, посредством воздействия через исполнительный механизм на регулятор подачи. Регуляторы способствуют снижению вибрации, уменьшают износ алмазов и твердого сплава, повышают ресурс породоразрушающего инструмента. При возрастании тока потребления электродвигателя привода или давления промывочной жидкости сверх установленных значений - сигнализируют об этом, а в станках СКБ-5 и СКБ-7 посредством электрозолотника быстрого подъема обеспечивают разгрузку породоразрушающего инструмента.

Основные технические параметры

Диапазон измерения:	
управления скоростью, м/ч.....	0 - 6
ограничения тока, А	30 – 180
ограничения давления промывки, МПа	2,5 - 10
контроля осевой нагрузки, кН.....	0 – 30
Потребляемая полная мощность, ВА.....	80

Особенность регуляторов: наличие в схеме регулирования коэффициента статизма, расширяющего зону поиска рационального режима бурения благодаря автоматическому изменению углубки за оборот породоразрушающего инструмента, и в определенных пределах, обеспечивающего более плавное регулирование скорости подачи при бурении в перемежающихся по твердости и разрушаемости породах.

5. 6. Автомат бурения АБ

Автомат бурения АБ, предназначенный для обеспечения оптимального технологического процесса углубки в процессе бурения скважин при ручном управлении буровым станком. Разработан в ПГО «Кировгеология».

Автомат АБ обеспечивает автоматический поиск оптимальной механической скорости бурения и стабилизации ее на найденном уровне при максимально возможной частоте вращения бурового снаряда. АБ может использоваться на буровых агрегатах с регулируемым электроприводом и в станках со ступенчатым регулированием скоростей. Состоит из блока управления БУА, преобразователя скорости бурения ПСБ, регулятора подачи РП-5, датчика углубки и ряда серийных контрольно - измерительных приборов (миллиамперметров).

АБ представляет собой замкнутую систему авторегулирования, которая кроме поиска и поддержания оптимальной механической скорости бурения, служит для предотвращения аварийных ситуаций на забое скважины. В основу регулирования положен принцип $U_{мех} = f(P)$ и max . Автомат поддерживает заданную скорость механической углубки, которая выбирается по монограмме, исходя из геологических условий и типа породоразрушающего инструмента.

Сигналы задания, обратных связей и от первичных преобразователей поступают в БУА, где в результате обработки формируется сигнал управления исполнительным двигателем, который, являясь частью регулятора подачи РП, воздействует на гидросистему бурового станка. Управляя работой двигателя можно регулировать осевую нагрузку в заданном диапазоне и тем самым поддерживать оптимальную механическую скорость бурения. Система стремится отработать рассогласование $\pm \Delta V$ - разность между заданной и фактической скоростью и сделать его равным 0. Для получения качественного процесса регулирования в систему введена обратная связь по частоте вращения исполнительного двигателя.

Отличие автомата АБ от регулятора АРП-2, с измерителем скорости ИСБ-4, является наличие в его комплекте преобразователя скорости бурения ПСБ. ПСБ увеличивает в 400 раз сигнал механической скорости перемещения траверсы вращателя станка, чем обеспечивается его устойчивость и четкость считывания.

5.7. Эффективность автоматических регуляторов

Анализ вышеприведенных конструкций существующих систем САОПБ показывает, что все они настраиваются на один из основных показателей технологического процесса бурения - скорость углубки породоразрушающего инструмента.

В качестве исходных данных для решения задачи служат следующие параметры:

- механическая (фактическая) скорость бурения;
- осевая нагрузка на забой;
- частота вращения шпинделя;
- давление промывочной жидкости;
- используемая приводная мощность главного двигателя бурового агрегата.

В качестве исполнительного органа используются автоматические редукторы, меняющие давление на забой, воздействуя на гидросистему станка.

Системы САОПБ служат и для предохранения буровых агрегатов, а также бурильной колонны и породоразрушающего инструмента, от перегрузок, что сокращают количество аварийных ситуаций, возникающих при бурении скважин.

Эти два фактора в сумме при квалифицированном использовании САОПБ значительно (до 40%) повышают производительность процесса бурения, снижают расход породоразрушающих материалов, в том числе алмазов.

При этом нивелируются требования к квалификации бурового мастера, так как значительную долю его профессиональных возможностей принимает на себя система САУПБ.

В последнее время предпринимаются попытки снабдить буровые агрегаты в дополнение к САУПБ системами программно-компьютерного обеспечения (СПКО), что при их значительной стоимости, позволит создать полностью автоматизированные буровые комплексы (АБК) и повысить эффективность производственных затрат.

6. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ УПРАВЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА И БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

6.1. Наземные регуляторы подачи бурового инструмента на забой

Наземные регуляторы подачи условно можно разделить на две подгруппы: первые предназначены для управления свободной подачей с лебедки станков и установок, главным образом, глубокого бурения, вторые - для управления гидравлической подачей шпинделя буровых станков.

Кроме того, по виду действия различают активные и пассивные регуляторы. Первые включают достаточно мощные электроприводы, обеспечивающие не только подачу тяжелого бурового инструмента вниз, но и его приподъем - реверс. Вторые производят только подачу, используя вес буровой колонны.

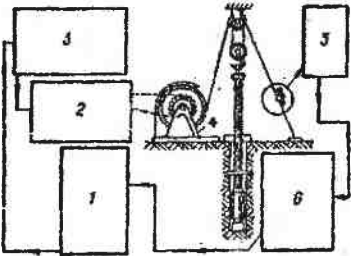


Рис.48. Автоматический регулятор подачи долота РПДЭ-3

- 1 - станция управления; 2 - силовой узел с двигателем; 3 - мотор-генератор;
- 4 - лебедка; 5- датчик веса; 6 - пульс.

В комплект оборудования буровых установок для глубокого бурения грузоподъемностью от 600 до 2000 кН входит автоматический регулятор подачи долота РПДЭ-3, рис.48. В зависимости от оснастки талевого системы и передаточного числа редуктора он производит подачу со скоростями от 45 до 90 м/ч и обеспечивает точность стабилизации осевой нагрузки на долото до ± 10 кН. Приводом подачи регулятора является двигатель постоянного тока мощностью 25-42 кВт, питающийся от электромашиного преобразователя с генератором постоянного тока мощностью 27-50 кВт и приводным трехфазным двигателем переменного тока мощностью 28-55 кВт.

Величина и знак напряжения на клеммах питающего генератора меняются в зависимости от сигнала электрического датчика ДВР-2Б, поступающего через трехфазные магнитные усилители с обратной связью в обмотки возбуждения генератора.

Датчик устанавливают на неподвижном конце талевого системы. Натяжение конца троса передается на пластинчатую рессору, которая прогибаясь, поворачивает ротор передающего сельсина датчика, что вызывает поворот ротора приемного сельсина и изменение электрического сигнала. Таким образом, электросхема РПДЭ-3 позволяет осуществлять подачу и приподъем инструмента в зависимости от осевой нагрузки на забой. При необходимости датчик может быть отключен и РПДЭ-3 установлен на определенную, выбранную бурильщиком, скорость подачи или подъема (например, при разбуривании или проработке ствола скважины).

Недостатком автоматов типа РПДЭ-3 является их большая масса (2,5-3 т), мощность и громоздкость конструкции, что объясняется наличием реверса подачи. Как показал опыт эксплуатации этих и подобных им активных устройств, реверс подачи практически почти не нужен, а иногда, вследствие рассогласования действий в системе автомат - бурильная колонна - турбобур, даже бесполезен.

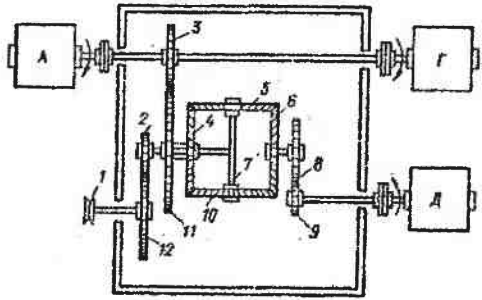


Рис.49. Кинематическая схема дифференциального редуктора

- 1-звездочка; 2 и 12 -зубчатая передача; 3 и 11- шестерни;
- 4 и 6- конические шестерни; 5 и 10-сателлиты; 7-водило;
- 8 и 9-зубчатые колёса.

К типу активных регуляторов подачи долота относится также буровой автоматический регулятор БАР, эффективно используемый при глубинах бурения до 3000-3500м. Его основой является дифференциальный редуктор. Принцип действия дифференциального редуктора, рис.49, заключается в следующем. Коническая шестерня 4 вращается с постоянной скоростью от асинхронного двигателя А через шестерни 3 и 4, а шестерня 6 в противоположную сторону от двигателя постоянного тока Д через зубчатые колеса. Двигатель Д питается от генератора постоянного тока Г, установленного на одном валу с асинхронным двигателем А.

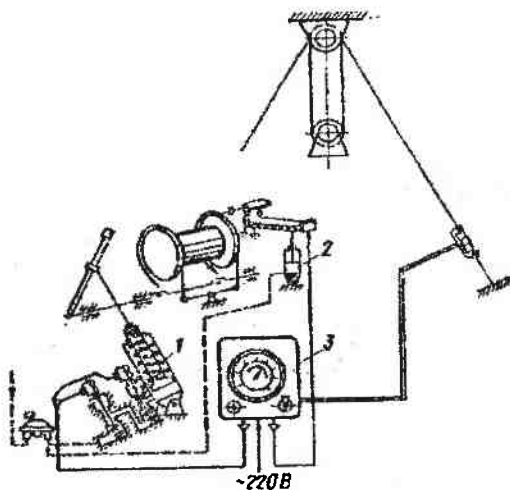


Рис.50. Принципиальная схема стабилизатора веса СВМ

1- пневмоцилиндр, 2- механизм обратной связи; 3- электроконтактный манометр

Конические шестерни связаны между собой сателлитами, вращающимися в цапфах водила, которое связано с зубчатой передачей и со звездочкой, соединенной цепной передачей с валом лебедки. При одинаковой частоте вращения конических шестерен водило, а вместе с ним и звездочка остаются неподвижными. Если шестерня 6 вращается медленнее или быстрее шестерни 4, водило и звездочка поворачиваются в ту или другую сторону, осуществляя подачу или приподъем инструмента. Изменение частоты вращения шестерни 6 осуществляется путем воздействия на цепь возбуждения машин постоянного тока Г и Д, зависящего от сигнала датчика осевой нагрузки или сопротивления в цепи; установленного бурильщиком.

Автомат подачи долота типа СВМ относится к пассивным регуляторам, использующим тормозную систему лебедки, рис.50. Устройство, предназначенное для автоматической подачи бурильного инструмента при турбинном и роторном способах бурения, поддерживает постоянную величину заданной осевой нагрузки на долото. Автомат СВМ состоит из трех основных узлов: исполнительного пневматического поршневого механизма подачи, соединенного с рукояткой ленточного тормоза буровой лебедки; пульта управления и механизма обратной связи по скорости подачи. На пульте установлен электроконтактный манометр ЭКМ, связанный гидравлически с трансформатором давления на неподвижном конце каната. При уменьшении осевой нагрузки ниже заданной стрелка манометра замыкает соответствующие контакты электросхемы и в цепь соленоидов, сначала аварийного, а затем рабочего электроклапанов, подается ток. Клапаны открываются и пропускают сжатый воздух в цилиндр исполнительного механизма. Поршень, сжимая пружину, приподнимает

тормозную рукоятку, растормаживая барабан лебедки. Поворачиваясь, барабан вращает тахогенератор механизма обратной связи. Возникает сигнал встречный по напряжению с источником питания реле включения соленоидов рабочего клапана. Когда напряжения сигнала и питания сравниваются, реле выключается, рабочий клапан закрывается и барабан лебедки затормаживается. С этого момента, вращение тахогенератора замедляется, напряжение сигнала уменьшается, реле снова включает цепь соленоидов рабочего клапана и т. д.

Подача бурового снаряда осуществляется импульсами до тех пор, пока вес инструмента не сравняется с заданной нагрузкой на забой. В случае превышения осевой нагрузки на 30-50 кН стрелка ЭКМ замыкает контакты, выключающие реле соленоидов аварийного клапана. При этом выключаются одновременно оба клапана. Электросхема СВМ обеспечивает также прекращение подачи при обрыве цепи тахогенератора или превышении заданной скорости подачи. К преимуществам автомата типа СВМ относят простоту его конструкции, компактность, отсутствие дополнительных потребителей энергии.

Используются и другие автоматы подачи долота для глубокого бурения, принципиально подобные СВМ, но отличающиеся от последнего видом обратной связи. Так, автомат подачи типа АСВ имеет дополнительную гидравлическую обратную связь по скорости подачи с целью компенсации нелинейности коэффициента трения тормозной системы лебедки при переменных скоростях подачи и улучшения равномерности подачи бурильного инструмента. Применяется автомат подачи по сигналам гидротурботомера (ГТН), как обратной связи скорости подачи с частотой вращения турбобура, передаваемых от забойного датчика на пульт сравнения и управления лебедкой. Известна также автоматическая система регулирования подачи по гидравлическим характеристикам турбины, т. е. зависимости перепада давления на турбобуре от скорости его вращения. В этом случае сигналом обратной связи является изменение давления рабочей жидкости в стояке. Были попытки использовать в качестве регулятора подачи порошковый электромагнитный тормоз, который обычно служит как вспомогательный. При этом бурильщик по показаниям гидравлического индикатора веса (ГИВ) выбирает и устанавливает такой ток возбуждения электромагнитной муфты тормоза, при котором тормозной момент обеспечит плавную подачу инструмента и постоянную осевую нагрузку на забой с точностью ± 10 кН.

Проведены работы по созданию автоматических систем поддержания $V_{\text{мех}} - \text{max}$ (механическая скорость бурения) при сравнительно небольших глубинах бурения (до 2000-2500 м). Суть таких устройств для оперативного управления процессом бурения ротором, турбобуром и электробуром состоит в непрерывном контроле $V_{\text{мех}}$, P и момента вращения M , в результате чего бурильщик получает сведения о величине осевой нагрузки, $P_{\text{эф}}$ для поддержания оптимального режима необходимости повторения поиска эффективной нагрузки на долото, полном износе долота по вооружению или опоре, требующем его замены. К таким устройствам относится СКУ-3, позволяющее находить, $P_{\text{эф}}$ для $V_{\text{мех}} = \text{max}$ по наибольшему значению dP/dt , постепенно уменьшая возможное P_{max} .

К такому же типу относится автомат-оптимизатор АОПД, отличающийся от предыдущего устройства-советчика тем, что он самостоятельно, с помощью электромеханического регулятора подачи, автоматически отыскивает режим, соответствующий заданному критерию и его поддерживает.

Указанные устройства разработаны в основном для турбинного способа бурения и действия по критерию $V_{\text{мех}} = \text{max}$, эффективному только для бурения неглубоких скважин.

Для скважин различной глубины, включая сверхглубокие, создана компьютеризированная станция контроля и автоматической оптимизации процесса бурения (САОБ) роторным и турбинным способами. Она позволяет автоматически контролировать процесс бурения, выбирать его оптимальный режим, диагностировать технологические осложне-

ния, давать геологическую оценку вскрываемых пластов и регистрировать необходимую информацию. САОБ включает вычислительный комплекс, принимающий до 32 входных сигналов от датчиков буровой установки и выдающий 156 выходных сигналов в режиме автоматически контролируемых параметров. Весь комплекс состоит из рабочего и бытового модулей. Размер каждого модуля 6х8 м, масса не превышает 5 т.

Для станков геологоразведочного бурения со свободной подачей разработаны и применяются устройства подачи пассивного действия, использующие тормозную систему лебедки. Согласно функциональной блок-схеме частотно-импульсной системе авторегулирования с электрогидравлическим клапаном, рис. 51, от датчика на элемент сравнения сигнала поступает текущая информация о величине осевой нагрузки.

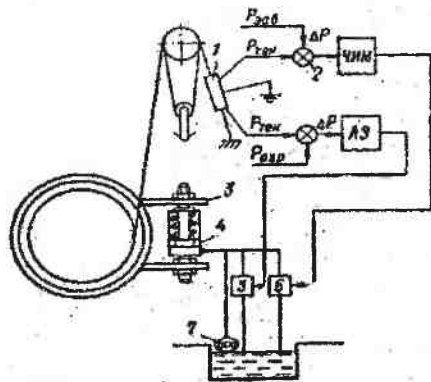


Рис.51. Функциональная блок-схема частотно-импульсной системы автоматического регулирования осевой нагрузки с электро-гидравлическим клапаном

1-датчик; 2-элемент сравнения; 3-буровая лебедка; 4- гидроцилиндр; 5-электромагнит; 6- электромагнитный регулятор; 7-маслонасос, $P_{зад}$, $P_{тек}$ и $P_{огр}$ - осевая нагрузка заданная, текущая и максимальная ограничивающая

Сигнал рассогласования $\Delta P = P_{зад} - P_{тек}$ передается на вход частотно-импульсного модулятора (ЧИМ), где преобразуется в последовательность импульсов, период следования которых меняется с изменением величины сигнала рассогласования. Каждый импульс этой последовательности является управляющим и поступает на катушку электромагнитного регулятора в магнетельной магистрали питания гидроцилиндра тормоза лебедки. При отсутствии управляющего импульса масло, нагнетаемое маслонасосом, поступает через сливное отверстие электромагнитного регулятора обратно в масляный бак, а тормоз буровой лебедки замыкается пружиной, расположенной в гидроцилиндре. С поступлением управляющего импульса слив масла прекращается и оно подается под поршень гидроцилиндра - лебедка растормаживается и снаряд начинает перемещаться. Практика показала, что подачу удобнее регулировать изменением частоты импульсов при их минимальной длительности.

Подача инструмента осуществляется до момента, когда сигнал рассогласования достигнет порога нечувствительности. При этом частота следования импульсов уменьшается с уменьшением величины сигнала, чем достигается обратно

пропорциональная связь подачи с осевой нагрузкой. При отсутствии сигнала на входе ЧИМ все масло идет на слив и лебедка остаётся заторможенной.

Аварийная защита системы АЗ представляет собой ноль-орган. При достижении осевой нагрузкой величины, при которой $P_{тек} = P_{огр}$ аварийная защита срабатывает, закорачивая катушку электромагнита. Канал слива открывается и лебедка затормаживается.

Кроме импульсной системы подачи разработана система авторегулирования осевой нагрузки с непрерывной подачей, в которой в качестве исполнительного двигателя применен шаговый. Он по импульсным сигналам управляет подачей масла в гидроцилиндр.

При бурении со свободной подачей станками ЗИФ-1200МР применяется автоматический регулятор подачи АРП, предназначенный для плавного регулирования осевой нагрузки на забой в зависимости от физических свойств буримых горных пород. Авторегулирование основано на алгоритме

$$P_{зад} = P_n + k v,$$

где $P_{зад}$ - заданное значение осевой нагрузки, соответствующее нулевой скорости подачи; P_n - действующая осевая нагрузка; k - коэффициент пропорциональности; v - скорость подачи бурового инструмента.

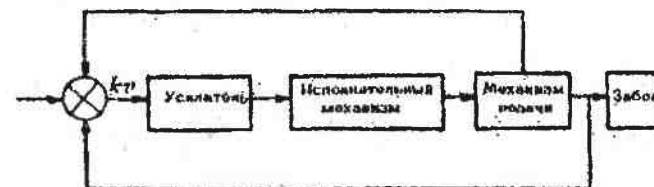


Рис. 52. Блок-схема регулятора БР-1

АРП также позволяет визуальнo контролировать и регистрировать на суточной диаграмме осевую нагрузку, нагрузку на крюке при СПО и контролировать скорость подачи бурового инструмента. Принцип действия регулятора АРП заключается в следующем. Сигналы от датчиков осевой нагрузки и скорости бурения подаются одновременно на вход измерительно-задающего блока, где суммируются согласно приведённой

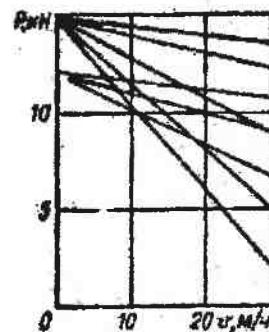


Рис.53. Рабочие характеристики регулятора БР-1

зависимости и сравниваются с $P_{зад}$. Разность сигналов управляет работой двигателя исполнительного механизма, растормаживающего или затормаживающего барабан лебедки станка, изменяя осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент. Аналогично действует и буровой регулятор БР-1, рис.52, устанавливаемый на шпиндельные станки с гидравлической подачей. Для настройки регулятора подбирается определённое значение k , равное тангенсу угла одной из экспериментальных прямых, рис.53, соответствующих данному типу горных пород в заданном интервале бурения. Каналом передачи сигнала от регулятора к исполнительному механизму является гидравлическая система подачи шпинделя бурового станка.

6.2. Буровые автоматизированные установки

Буровая автоматизированная установка "Ленинградец - 25" (БА-25 "Л"-Э) предназначена для бурения структурных, поисковых и разведочных скважин малого диаметра на нефть и газ глубиной 1500-3000 м.

При работе установки автоматически выполняются следующие операции: спуск и подъем колонны буровых труб, наращивание с отсоединением, постановка в шурф и присоединение ведущей трубы, стабилизация заданной осевой нагрузки.

Техническая характеристика установки

Грузоподъемность установки, кН	250
номинальная	
предельная	400
Скорость подъема, м/с	
0,55-2,2	
Диаметр буровых труб, мм	50; 63,5; 73; 89
Диаметр отверстия ротора, мм	260
Частота вращения ротора, мин ⁻¹	60-300
Система подачи	с лебедки
Тип автомата подачи	БУ-50Бр
Привод-	электрический
Суммарная установленная мощность (без насосного блока и системы очистки бурового раствора), кВт	260
Мощность главного привода (лебедки и ротора), кВт	160
Тип вышки	БУ-50Бр
Высота свечи, м	20
Число буровых насосов	2
Тип буровых насосов	9Мгр
Мощность привода насосного блока, кВт	150
Тип установки очистки бурового раствора	2СГУ
Масса установки, т	56
Масса отдельных транспортируемых блоков, т	5,5

Установка БА-25 "Л"-Э имеет блочную компоновку. Основные блоки: блок главного привода, включающий электродвигатель и четырехскоростную автоматическую коробку передач, раздаточный блок, блок лебедки, натяжное устройство, блок ротора с ключом и штангодержателем, блок талевой с элеватором, направляющие талевых блока, свечеподающее устройство, центратор, свечеприёмник, устройство управления установкой, вышка, автомат подачи долота, блок буровых насосов и система очистки бурового раствора, рис.54. Функционирует установка следующим образом. От двигателя 1 приводится в действие 4-скоростная автоматическая коробка передач 2, переключение которой производится многодисковыми муфтами с гидравлическим управлением. С коробкой передач карданным валом 3 связан блок раздаточной коробки 4, от которой мощность может передаваться через угловой редуктор 5 блоку ротора с ключом и штангодержателем 6, блоку лебедки, состоящему из планетарного редуктора 7, барабана лебедки 8, тормоза включения 9 и двух тормозов спуска 10; и автомату подачи долота 11. В раздаточном блоке имеются муфты ручного управления; муфта

включения ротора 12, муфта переключения шестерен редуктора раздаточного блока 13 и муфта включения лебедки или автомата подачи 14. С барабаном лебедки через повышающий редуктор связан тахогенератор 15, являющийся датчиком перемещения талевой системы. Блок ротора состоит из штангодержателя 17, ключа планетарного типа и собственно ротора 18. Зубчатые секторы ключа 19, профиль которых выполнен по логарифмической спирали, установлен на осях, вставленных в пазы водила. Водило затормаживается или растормаживается дисковым тормозом ключа 20, управляемым гидроцилиндром. Венцовая шестерня ключа соединена со ступицей колеса редуктора ротора. Таким образом, при включенном тормозе 20 и поворачивающемся роторе венцовая шестерня, взаимодействуя с секторами 19, сводит или разводит их. Ключ приводится в действие от гидравлического двигателя 21 при включенной муфте ручного управления 22 после страгивания резьбы силовым гидроцилиндром 23, в случае развинчивания или передокрепления при свинчивании. При этом ротор отключен от главного привода муфтой 24.

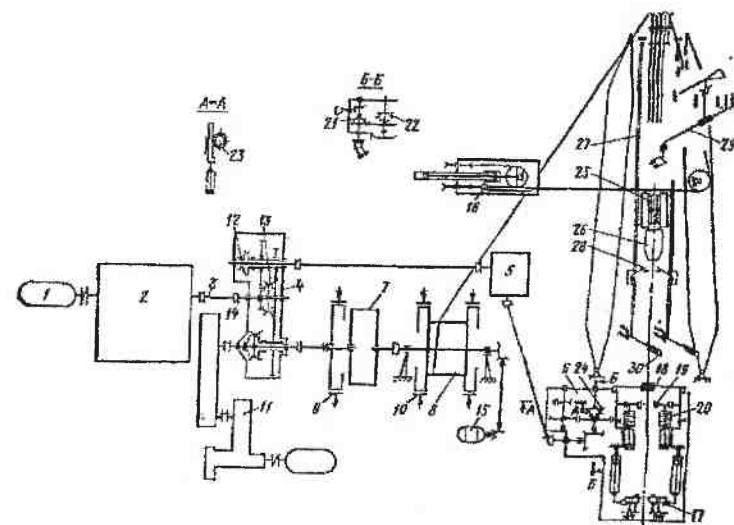


Рис. 54. Кинематическая схема буровой автоматизированной установки БА-25ЛЭ

Спуск и подъем буровой колонны осуществляется талевым блоком 25 с элеватором 26, который скользит по направляющим 27 с центратором 28. Устанавливаемые в свечеприёмнике или подаваемые к скважине свечи, переносятся блоком свечеподдачи 29. Для отвода направляющих с талевым блоком и элеватором от устья скважины при извлечении или спуске во вспомогательный шурф ведущей трубы служат гидроцилиндры 30.

Система управления установкой - электрогидравлическая, релейно-контрольная; основной привод механизмов - гидравлический с электроуправлением. Все движения механизмов ограничены конечными выключателями или реле давления. Установкой управляют из кабины оператора, где сосредоточены аппаратура управления, приборы контроля и сигнализации. Предусмотрены два способа управления: ручное и автоматическое. Ручное управление имеет иалодочный и полуавтоматический режимы. В

наладоочном режиме управление каждой операцией отдельное, в полуавтоматическом – несколько операций осуществляется по одной команде.

Во избежание аварий и поломок механизмов схемой механизмов предусмотрены блокировки. Основные из них:

1) движение талевого блока прекращается, если толкатель вошел в зону движения талевого блока или рычаги центратора находятся не в вертикальном положении; или направляющие не в крайних положениях, или скорость талевого блока либо нагрузка на него отклонились от допустимых значений;

2) элеватор зарывается при надевании на свечу до упора;

3) элеватор открывается при закрытом штангодержателе и снятом весе бурильных труб или удержании свечи клещами;

4) клещи открываются на оси скважины при закрытом элеваторе;

5) ключ включается при отключенном роторе.

С учётом недостатков конструкции, выявленных при работе опытных образцов БА-25 "Л"-Э, была разработана и изготовлена автоматизированная установка Уралмаш-125А.

Техническая характеристика:

Глубина бурения, м	4000
Грузоподъёмность, кН	
номинальная	1250
максимальная	2000
Мощность на крюке, кВт	603
Максимальная оснастка талевого системы	5 x 6
Длина свечи, м	24 - 27
Диаметр талевого каната, мм	32
Скорость подъёма крюка, м/с	0,1 - 2
Регулировка скоростей подъёма крюка-	бесступенчатая
Допустимая статическая нагрузка на стол ротора, кН	3200
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	560
Мощность на приводном валу ротора, кВт	294
Частота вращения стола ротора, мин ⁻¹	20 - 200
Регулировка скоростей вращения ротора-	бесступенчатая
Максимальный крутящий момент на роторе, Нм	25000
Статическая грузоподъёмность вертлюга, кН	2500
Число буровых насосов, шт.	2
Суммарная мощность буровых насосов, кВт	1178
Максимальная суммарная подача промывки, л/с	102
Максимальное давление бурового насоса, МПа	25
Высота вышки, м	42-45

6.3. Забойные автоматы и механизмы подачи долота

К этой группе устройств относятся глубинные стабилизаторы осевой нагрузки на долото, забойные стабилизаторы момента, забойные автоматы и регуляторы подачи долота. Эффективность их применения максимальна при бурении скважин турбобурами на глубину свыше 1500-2000 м. Это связано с тем, что с ростом глубины скважин увеличиваются потери осевой нагрузки на трение бурильной колонны о стенки скважины, в результате чего буровой снаряд либо заводится, либо периодически проскальзывает. Даже в режиме прокручивания бурильной колонны возникают ложные заниженные "максимумы" (экстремальные значения) механической скорости бурения в результате неравномерной нагрузки долота и

неустойчивого момента вращения турбобура. В таком режиме турбобур работает неустойчиво и с низкой производительностью. Технических наземных средств, с помощью которых возможно эффективно контролировать работу турбобура на больших глубинах нет.

Решение задачи управления режимом работы турбобура на больших глубинах - использование забойных автоматов или глубинных стабилизаторов. Глубинные стабилизаторы предназначены для поддержания постоянной осевой нагрузки на долото, независимо от длины колонны бурильных труб при роторном и турбинном бурении. При использовании глубинного стабилизатора веса (ГСВ) осевая нагрузка на долото может создаваться, как утяжеленными бурильными трубами (УБТ) с турбобуром, присоединенным к ГСВ, так и дополнительно за счет гидравлического перепада давления промывочной жидкости в стабилизаторе веса, рис.55. В первом случае за счет равенства площади сечения верхнего штока диаметром d_1 и кольцевой площади диаметрами d_2 и d_3 при открытых отверстиях 2, 3 и 4, соединяющих, соответственно, зону А с затрубным пространством и зону Б с пространством внутри штока с высоким давлением. Сила гидравлического перепада давления на штоке при любом его значении равна нулю. Отверстие 4 служит для сигнализации на поверхность о состоянии момента "разрядки" ГСВ. При выдвигании штока в процессе бурения отверстие 4 выходит за пределы корпуса ГСВ и давление внутри труб уменьшается, что фиксируется поверхностным манометром.

При необходимости создать дополнительную к весу УБТ и турбобура нагрузку на забой отверстия 3 и 4 закрываются пробками, а отверстие в нижней части корпуса открывается. В этом случае на штоке ГСВ появляется дополнительная сила гидравлического перепада давления, пропорциональная площади сечений штока. Верхняя часть штока воспринимает крутящий момент, который передается через перегородку с квадратным сечением на корпус ГСВ и компенсируется ротором буровой установки.

Глубинные стабилизаторы момента регулируют осевую нагрузку, поддерживая постоянную величину момента на долоте. Применяются и другие стабилизаторы.

Забойные автоматы подачи долота для турбинного бурения позволяют регулировать осевую нагрузку на долото для поддержания постоянного значения перепада давления, частоты вращения или вращающего момента на валу турбобура. Забойные автоматы подачи устанавливаются над турбобуром. При необходимости между автоматом подачи и турбобуром может быть включен набор УБТ.

Автоматы подачи по перепаду давления используют зависимость перепада давления жидкости на лопатках турбобура от частоты вращения. Такая зависимость характерна только для лопаток определенного профиля. Изменение частоты вращения вследствие изменения осевой нагрузки на забой влияет на перепад давления жидкости, что вызывает срабатывание гидромеханического сервопривода автомата. В случае уменьшения частоты вращения сервопривод приподнимает турбобур над забоем, уменьшая осевую нагрузку, а, следовательно, момент вращения на долоте и наоборот. Автомат по перепаду давления является самонастраивающейся системой на максимум мощности турбобура. Автоматы регулирования момента

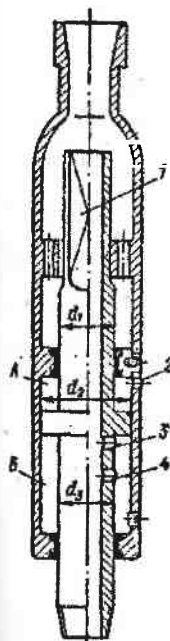


Рис.55. Глубинный стабилизатор веса. 1-шток; 2-4 -отверстия

вращения на валу турбобура имеют в качестве чувствительного элемента пружинный моментомер, реагирующий на изменение момента на долоте и перемещающий золотник гидромеханического привода подачи. Последний, в зависимости от положения золотника, нагружает или разгружает долото.

Принцип действия автомата подачи по зависимости изменения частоты вращения долота состоит в управлении осевой нагрузкой при помощи центробежного регулятора, связанного с валом турбобура.

Центробежный регулятор через гидроусилитель воздействует на золотник гидромеханического сервопривода, который уменьшает или увеличивает нагрузку на долото. При частоте вращения большей оптимального значения, сервопривод нагружает долото, увеличивая тем самым реактивный момент и снижая частоту вращения. И, наоборот, при уменьшении частоты вращения сервопривод разгружает долото, доводя частоту вращения до оптимального значения. Одним из наиболее перспективных является забойный неререверсивный автомат с дросселирующим золотником, рис.56. Он предназначен для работы в глинистом растворе. Его корпус соединяется с колонной буровых труб, а шток — с корпусом турбобура. Сервопривод автомата имеет два уплотнения — на поршне и на штоке. Между ними расположена зона А, давление в которой регулируется с помощью дросселирующего золотника. Когда зона А соединена с внутренней полостью буровой колонны, нагрузка на долото максимальна, а при соединении её с затрубным пространством — минимальна. Регулирующее воздействие на штангу дросселирующего золотника передается

от диафрагмы, находящейся под воздействием перепада давления на регулирующей турбинке пропеллерного типа, растущим от холостого хода к тормозному режиму. Вал регулирующей турбинки соединен с валом турбобура.

При увеличении момента на валу турбобура частота вращения регулирующей турбинки уменьшается, а перепад давления на ней увеличивается. При этом штанга перемещается вниз и переключает зону с высокого давления внутри буровой колонны на низкое в затрубном пространстве. Осевая нагрузка на долото уменьшается и частота вращения вала турбобура растет. Уменьшение момента на валу турбобура вызывает увеличение осевой нагрузки на долото. При колебании расхода промывочной жидкости автоматически осуществляется самонастройка регулятора путем гидравлического уравнивания усилия на золотнике и диафрагме.

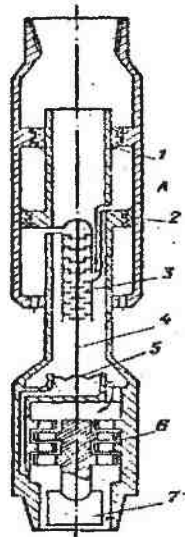


Рис.56. Схема забойного автомата АЗТС
1- шток; 2 - поршень; 3- дросселирующий золотник; 4-штанга; 5 - диафрагма; 6-регулирующая турбинка; 7- её вал.

6.4. Забойные контрольно-измерительные устройства

С увеличением глубины бурения значения параметров режима бурения, регистрируемые наземными контрольно-измерительными приборами, всё меньше отражают истинные их значения, действующие в забое скважины. Это вызвано

искажением измеряемого значения параметра с ростом глубины скважины при механической передаче забойной информации на поверхность по бурной колонне.

Так, например, величина осевой нагрузки на забой, измеряемой на устье скважины, может существенно отличаться от действительной за счет трения колонны о стенки скважины при ее движении [3]. Частота вращения, измеряемая как средняя величина, не отражает динамики движения породоразрушающего инструмента с его ускорениями и замедлениями.

В отличие от наземных забойные контрольно-измерительные средства

фиксируют на забое скважины и передают на поверхность истинные значения параметров режима бурения. Осевая нагрузка на забой, крутящий момент, частота вращения инструмента и перепад давления промывочной жидкости измеряются с помощью телеизмерительных систем связи с забоем, рис. 57., в которых входной сигнал датчиком - преобразователем трансформируется в электрический сигнал или сигнал в виде гидравлических импульсов, пропорциональный измеряемой величине. Сигнал усиливается

передающим устройством и по каналу связи попадает в приемное устройство, где дешифрируется и его величина регистрируется наземными приборами.

Принципиальное значение для разработки телеизмерительных систем связи с забоем имеет вид сигнала и канал связи. Передача сигнала на поверхность в виде постоянной величины (например, электрического напряжения, давления жидкости) недостоверна вследствие непостоянства проводящих характеристик канала связи, вызывающих неравномерное во времени изменение сигнала. Более надежной системой является передача сигнала в форме электрических, звуковых или гидравлических импульсов. В этом случае достоверность передаваемой информации определяется частотой, длительностью или амплитудой импульсов, а также отношением длительности импульса к паузе между ними.

При передаче по каналу связи на поверхность мощность сигнала уменьшается пропорционально глубине скважины и зависит от омического сопротивления горных пород. Поэтому несущая частота канала связи должна быть такой, чтобы затухание сигнала было наименьшим, а отношению сигнал/помеха наибольшим. Исследования различных способов передачи информации с забоя скважины и разработка телеизмерительных систем «забой ЛЭТИ, СКБ «Геотехника», ВНИИБТ, ВНИИКАНЕФТЕГАЗ.

Для геологоразведочного бурения в ВИГРе была разработана 5-канальная телеизмерительная система и в СКБ - 2х-канальная.

Для телеизмерений забойных параметров процесса бурения применяются следующие каналы связи с различными способами передачи сигнала:



Рис. 57. Структурная схема канала связи с забоем

1-входной сигнал; 2 - преобразовательное устройство; 3- передающее устройство; 4- канал связи; 5 - приемное устройство; 6- регистратор

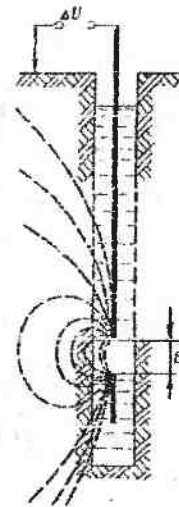


Рис.58. Схема беспроводного электрического канала связи

- 1) электропроводный - с помощью встроенных в бурильные трубы токопроводов или с использованием токопроводящих кабелей;
- 2) беспроводный электрический (электромагнитный) - проводящий сигналы по бурильным трубам и окружающим горным породам;
- 3) акустический - с помощью упругих звуковых волн, распространяющихся по бурильным трубам и промывочной жидкости;
- 4) гидравлический - также с помощью упругих волн, распространяющихся по жидкости, заполняющей бурильные трубы.

Основной частью беспроводного электрического канала связи является источник ЭДС, представляющий собой передатчик, вырабатывающий сигнал переменного напряжения с частотной или время-импульсной модуляцией, который подаётся на антенну - изолированные друг от друга участки колонны бурильных труб, рис.58. В момент поступления импульса между изолированными участками (лучами антенны) образуется электрическое поле с градиентом напряжения, зависящим от удельного сопротивления окружающих горных пород. Сигнал регистрируется на поверхности как разность потенциалов между заземлённым электродом и колонной бурильных труб. С помощью такого канала связи можно измерять забойные параметры процесса бурения в скважинах глубиной 1,5 - 3 км. При бурении на нефть наклоненных скважин нашли применение телесистемы ВНИИГИС ЗИС-4М, а также МАК-170 и МАК-108. Эти системы используются с электромагнитным каналом связи.

В качестве гидравлического канала связи используется рабочая промывочная жидкость, прокачиваемая по бурильным трубам. По ней передаются импульсы давления, создаваемые датчиком. Последний возбуждает гидравлические удары с частотой, пропорциональной измеряемому параметру, например, частоте вращения вала турбобура. Предельная глубина связи с помощью гидравлического канала 5-7 км. Гидравлический канал связи используют при турбинном бурении для управления работой турбобура и контроля частоты вращения его вала. Такие системы распространены наиболее широко в нефтяном бурении вследствие простоты конструкции забойного датчика. Его недостаток - малая разрешающая способность, то есть возможность передачи большого количества информации за единицу времени.

К недостаткам систем измерения с беспроводным электрическим каналом связи следует отнести сложность конструкции забойных датчиков и зависимость глубины связи от удельного омического сопротивления горных пород. В качестве источников сигнала с гидравлическим каналом связи используются гидротурботахометры.

Гидротурботахометр ГТН-3М предназначен для измерения частоты вращения вала турбобура. Он состоит из глубинного датчика частоты вращения ТДН-8/5 и наземных приборов: индуктивного приёмного датчика ДД, преобразователя давления ИД-2, электронного активного фильтра АЭФ-2 и электромеханического пересчётного устройства со

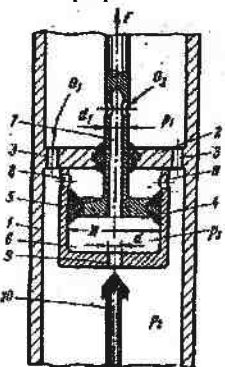
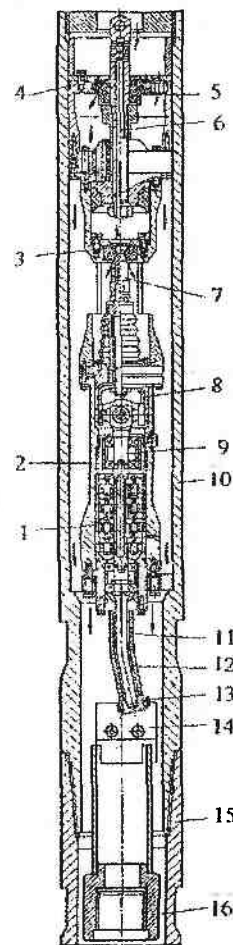


Рис. 59. Гидродатчик частоты вращения ТДН-8/5

1-управляющий клапан; 2,6 и 8-отверстия; 3-подпоршневая зона; 4 - корпус; 5 - поршень; 7-дросселирующее отверстие; 9-перегородка; 10-цилиндр; Q₁ и Q₂-потoki рабочей жидкости в дросселирующем отверстии и штоке поршня.



стрелочным индикатором ЭМПУ-3.

Главной частью низкочастотного датчика частоты вращения является гидроусилитель, рис. 59. В его корпусе помещена перегородка с дросселирующими отверстиями, в которую встроен цилиндр с поршнем. Подпоршневая зона постоянно сообщается с зоной повышенного давления p_1 через отверстие в подвижном штоке, а надпоршневая зона - также через отверстия с зоной пониженного давления p_2 . При закрытии отверстия 2 управляющим клапаном 1 давление под поршнем p_3 становится равным p_1 и поршень перемещается вверх под действием перепада давления $p_1 - p_2$ с силой F . При открытии отверстия 2 p_3 становится равным p_2 и поршень под действием потока жидкости и собственного веса опускается вниз. Коэффициент усиления $F/f = D^2/d^2$, где f - сила закрытия управляющего клапана. Таким образом, гидроусилитель периодически перекрывая полностью или частично поток промывочной жидкости, возбуждает импульсы давления, передаваемые на поверхность по гидравлическому каналу связи.

Рис.60. Низкочастотный датчик частоты вращения ТДН-8/5

1 - планетарный редуктор; 2 - таходатчик; 3 и 6-проходные отверстия; 4 - перегородка, в которой размещен главный канал связи; 5 - главный клапан; 7 - управляющий клапан; 8 - кулачковый механизм; 9 - выходной вал; 10 - специальный переходник; 11 - прорезиненный шланг; 12 - ведомый вал; 13 - металлическая втулка; 14 - поводок вала; 15 - корпус трубопровода; 16 - вал турбобура.

Схема таходатчика ТДН-8/5, рис.60, отличается от описанной тем, что главный канал, частично перекрывающий поток жидкости, помещён в перегородке 4. Сам таходатчик 2 размещается в специальном переходнике, присоединяемом к корпусу трубопровода. Ведомый изогнутый вал, изолированный от внешней среды

прорезиненным шлангом, вращается при помощи прорезиненной втулки, эксцентрично вставленной в поводок вала турбобура. К нему подключён многоступенчатый понижающий планетарный редуктор, на выходном валу которого помещается кулачковый механизм, приводящий в возвратно-поступательное движение управляющий клапан. Передаточное число редуктора соответствует одному перекрытию управляющего клапана и, следовательно, одному срабатыванию главного клапана через каждые 100 оборотов вала турбобура. Импульсы давления, посылаемые датчиком, по форме близки к синусоидальным, благодаря подбору профиля кулачка и соотношения площадей проходных отверстий 3 и 6 в штоке главного и в седле управляющего клапанов. На поверхности импульсы давления регистрируются в пересчёте на частоту вращения вала турбобура в минуту.

Электрические датчики частоты вращения ЭБТ представляют собой электрические беспроводные турботаксометры. Главной их частью является синхронный генератор, получающий вращение от вала турбобура и вырабатывающий синусоидальный сигнал. Датчик заполняют маслом и помещают в специальный контейнер над турбобуром. К нему присоединяют на резьбе изолятор-разделитель, разобщающий электрически верхнюю и нижнюю части колонны, к которым подключены выводы датчика. Глубина связи в скважине датчиков ЭБТ-1 и ЭБТ-2, соответственно 2000 и 3000 м, диапазон частот составляет 5-25 и 0,166-0,833 Гц, длина датчиков 1000 и 1598 мм, длина изолятора-разделителя 4820 мм, диапазон частот вращения 300-1500 мин⁻¹.

Телеизмерительная аппаратура забойных параметров геологоразведочного бурения ТИС-1200 (разработка СКБ «Геотехника») предназначена для измерения на забое скважин осевой нагрузки и крутящего момента с передачей информации по беспроводному каналу связи «забой-устье скважины» на поверхность.

Аппаратура ТИС-1200 состоит из забойной и наземной частей. Забойная часть, включающая блок датчиков, электронный блок, блок питания и изолирующую трубу, устанавливается над колонковой трубой и является частью бурового снаряда. Вырабатываемые бесконтактными магнитоупругими датчиками сигналы, пропорциональные измеряемым параметрам - осевой нагрузке и моменту - изменяют параметры колебательных контуров двух генераторов высокой частоты, вследствие этого происходит частотная модуляция сигналов. Затем импульсы напряжения, вырабатываемые генераторами, усиливаются по мощности и передаются на поверхность по беспроводному каналу связи. Сигналы принимает наземная аппаратура, подключаемая к колонне бурильных труб и заземлению, расположенному на расстоянии 30-70 м от буровой. Она дешифрирует и регистрирует сигналы с помощью двух стрелочных приборов типа ПКР-11. Сигналы можно также записывать самописцем СК-5. Питание забойной аппаратуры осуществляется от блока аккумуляторов КНГК-10Д.

Комплекс забойной измерительной аппаратуры «Экран-5» (разработка ВИПР) предназначен для измерения осевой нагрузки (диапазон 0-20 кН), крутящего момента (0-400 Нм), перепада давления промысловой жидкости (0-5 МПа), температуры и электрического сопротивления - по одному каналу). Данные забойных параметров замеряются датчиками электромагнитического типа, сигналы которых поступают в теплепередающее устройство и в формате время-импульсной модуляции передаются в эфир горных пород на поверхность по беспроводному каналу связи на несущей частоте 32 Гц [11].

Максимальная глубина связи в скважине в горных породах с низким и средним электрическим сопротивлением (осадочного комплекса) составляет 1200 м без ретранслятора. Автономность питания не менее 50 ч. Погрешность измерений аппаратурой «Экран-5» не превышает 5%. Длина погружного контейнера с передатчиком, блоком питания и датчиками - 4,5 м; наружный диаметр - 60 мм. Прибор

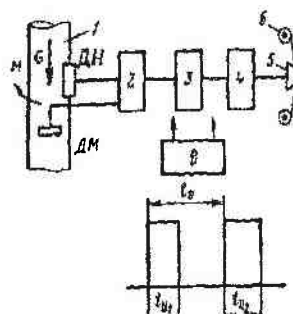


Рис. 61. Забойный регистратор

1-вставка в бурильной трубе; 2-коммутатор; 3-усилитель; 4-формирующее устройство; 5-магнитная головка, 6-протяжный механизм; 7-магнитная проволока; $t_{и1}$, $t_{и2}$ и $t_{и}$ - продолжительность импульсов сигналов.

встраивается в буровой снаряд над колонковой трубой. На базе аппаратуры «Экран-5» создан прибор - «Забойный сигнализатор встречи пласта угля» (патент на изобретение №296453 кл.Е21в) [2]. Забойный сигнализатор предназначен для проведения механического каротажа геологического разреза по скважине в процессе бурения. При входе породоразрушающего инструмента в пласт угля подается сигнал, который позволяет бурильщику принять оперативные меры для полноценного отбора керна. Сигнализация о встрече пласта угля поступает с забоя при мощности пласта не менее 5 см. Глубинный регистратор ГРП, рис.61, относится к группе автономных приборов для записи параметров режима бурения на забое скважины. Такие приборы включаются в состав бурового снаряда и записывают изменение величин одного-двух параметров в течение рейса.

Чувствительным элементом датчиков является специальная вставка из стали марки 36ХМЮА в колонне бурильных труб. Момент и осевая нагрузка измеряются магнитоупругими датчиками ДМ и ДН. Коммутатор поочередно через 20 мс подает сигналы от датчиков на полупроводниковый усилитель, формирующее устройство и далее для записи на магнитную проволоку диаметром 0,05 мм, которая протягивается около универсальной магнитной головки. Пределы измерения прибором осевой нагрузки до 30 кН и момента до 1000 Нм с точностью $\pm 5\%$.

7. КОМПЬЮТЕРНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ В БУРЕНИИ

7.1. Диапринтер

Диапринтер - устройство для исследования геологического разреза при бурении скважин с отбором и без отбора керна гидрофицированными буровыми установками (установками с гидроприводом). Диапринтер может также использоваться с обычными (шпиндельными) буровыми установками. Однако, в этом случае количество регистрируемых буровых параметров будет уменьшено. Диапринтер идентифицирует разрез путём анализа непрерывной регистрации шести величин основных буровых параметров.

Диапринтер дает возможность существенно и качественно улучшить забойную информацию при использовании долот сплошного забоя. Это делает метод непревзойденным по отношению к другим по двум основным причинам: высокого уровня производительности и эффективности себестоимости.

Если для работы с полученными данными используется регистрирующая система (РС), то это дает не только совершенно новые возможности для обработки и воспроизведения соответствующих данных, но и обеспечивает визуальный просмотр таких данных через несколько минут после их сбора. Этот метод обычно

используется при проведении инженерно-геологических исследований для строительных работ и создаёт основу для анализа состава горных пород и их свойств.

Устройство спроектировано для его использования на буровой установке. Через систему датчиков оно позволяет регистрировать механическую скорость бурения, частоту вращения, крутящий момент, усилие подачи, давление промывочной жидкости и хранить их в блоке памяти. Следя за каждым пробуренным метром, устройство позволяет строить графики зарегистрированных значений параметров для оперативных расчетов и анализа. Диапринтер имеет объем памяти для каротажных данных, полученных с интервала бурения в 100 м. Этот объем может быть удвоен, если использовать отдельный портативный блок памяти ДИАСТАК.

Данные с Диапринтера обрабатываются на IBM AT / PS-2 или другом компьютере, совместимом с РС. Комбинация функций программного обеспечения ДИАМАНТ БОРТ КРЕЛИУС Гео/Авто и Автокад образуют систему программного воспроизведения. Гео/Авто позволяет осуществлять математическую обработку данных с целью графических построений для дальнейшего их показа в Автокаде.

Регистрируемые параметры могут также храниться и обрабатываться в ДИАМАНТ БОРТ КРЕЛИУС ПЕТРОКОР - системе, которая также дает возможность обработки данных Диапринтера параллельно с кернами образцами. Такая возможность позволяет получить более детальный анализ; в добавление к суммированию результатов от нескольких скважин можно вывести на печать таблицу и диаграммы для наглядности.

Диапринтер - удобный информационный инструмент для применения в условиях, когда бурение с отбором керна не требуется. Он может также применяться в колонковом бурении, когда этот способ используется для выборочного отбора керна.

Метод Диапринтера характеризуется следующими преимуществами:

- быстрота бурения и простота использования;
- непрерывная и точная запись буровых параметров;
- получение распечатка в диаграммной форме с последующим использованием для анализа;
- преобразование вводимых данных в графическом формате с цветными зонами, что повышает наглядность изображения.

Основные характеристики Диапринтера

- | | |
|------------------------------------|-------------------------------------|
| - число регистрируемые параметры | 8 аналоговых и 2 цифровых; |
| - объем памяти | на 100 м углубки с 6-ю параметрами; |
| - интервал регистрации | каждые 2 см в процессе бурения; |
| - точность | 0,5%; |
| - емкость бумажного барабана, м | 30 (=3000 м бурения); |
| - температура окружающей среды, °C | (-30 до + 50); |
| - энергопитание, В | 12/24 пост.ток или 220 перемен; |
| - размеры, см | 30 x 20 x 20; |
| - масса, кг | 10. |

Комплект Диапринтера включает:

- Диапринтер;
- Диастак;
- Усилитель (преобразователь сигнала между датчиками и Диапринтером);
- преобразователь и комплект датчиков для ДИАМЕК-262;
- силовой блок для связи между Диастаком и РС, а также для подключения Диапринтера к сети 220 вольт переменного тока;
- датчик расхода промывочной жидкости;
- датчик давления потока воды.

Регистрация 6-н буровых параметров в сочетании с указанием времени и глубины скважины на встроенном принтере позволяет Диапринтеру выполнять роль контрольной панели в процессе бурения.

С помощью РС и плоттера результирующие данные могут быть представлены в более четкой и детальной форме, что повышает качество и четкость интерпретации данных.

7.2. Компьютерные программы проектирования и оптимизации технологии бурения

Сбор и обработка потоков информации, проводящаяся в режиме ручного исполнения, занимает достаточно большое время и требует привлечения большого числа исполнителей. Создание компьютерных баз данных ориентировано на применение в процессе исследования скважин компьютерных информационных технологий и позволяет автоматизировать процесс сбора, обработки и хранения информации, ускорить процесс исследований, получать достоверные результаты комплексной интерпретации данных по скважине и использовать информацию при проектировании и управлении процессами бурения.

ВИТРОМ разработаны базы данных технико-технологической, частично геологической и диспетчерской информации и пакеты прикладных программ ее сбора, обработки и хранения.

Эти базы данных («скважинные») являются составной частью базы данных в целом по объекту геологоразведочных работ и включают в себя следующие разделы: проектирование геолого-технического наряда; выбор оборудования; построение трассы скважины по фактическим замерам; отчетность по балансу рабочего времени и производительности бурения, краткую геологическую характеристику проходимых пород; технико-технологические параметры по скважине, заносимые в базу данных вручную, либо автоматически при оснащении агрегатов измерительно-информационной системой (ИИС), типа КИЕ.

Общим фактором, объединяющим базы данных технико-технологического назначения с геолого-геофизической и химико-аналитической информацией, является послужное описание горных пород, слагающих разрез скважины. По этому фактору проводится их согласование и конечная обработка данных.

Краткое изложение правил работы и описания пакетов программ «АРМ-технолог» и «Инфо-скважина» приведены ниже, в реальном виде на флоппи-дисках они могут быть получены в ВИТРЕ - ФГУ НПП «Геологоразведка» [14].

7.2.1. Пакет программ "АРМ-ТЕХНОЛОГ"

Пакет прикладных программ предназначен для автоматизации работы технолога геологоразведочной партии (участка, экспедиции, другого объекта) при бурении геологоразведочных и иных скважин и содержит программы, обеспечивающие возможность оперативного анализа результатов бурения одной или группы скважин.

В основу формализации всех расчетов и методов выбора положены основные директивные документы, методики и инструктивные материалы, методы расчета, разработанные ВИТРОМ в области бурения геологоразведочных скважин. Формы отчетной документации составлены в соответствии с принятыми в производственных организациях.

Техническая характеристика

Пакет программ АРМ-технолог используется на ПЭВМ типа РС/XT/AT и совместимых с ними. Операционная система - ДОС v.3.0 и выше. Оперативная память - не менее 540 Кб, внешняя память - не менее 5 Мб. Запуск системы производится по команде «arm.exe».

Обеспечивает вывод отчетной документации и графической информации на экран и печатающее устройство, поддерживает работу с "мышью".

Меню АРМа содержит следующие группы функциональных действий:

* ВЫБОР

- оптимального типа породоразрушающего инструмента по заданным физико-механическим свойствам горной породы;
- рационального типа колонкового снаряда по заданным физико-механическим свойствам горной породы;
- предельно-допустимых параметров режима бурения в зависимости от наличия локальных искривлений и (или) локальных расширений в проходимой скважине, исходя из прочностных свойств колонны бурительных труб;

* УЧЕТ

- отработанных алмазных коронок;
- материалов и материальных средств за заданный отчетный период по заданной скважине или буровой бригаде;
- производительности бурения и баланса рабочего времени буровых бригад за отчетный период;
- буровых бригад, входящих в состав экспедиции (партии).

* СПРАВКА

В состав данного пакета входит программа, позволяющая производить поиск различной справочной информации по буровому оборудованию и инструменту, буровым материалам и материальным средствам, нормам расхода алмазосодержащего инструмента и т.д.

* ПРОЕКТ

- конструкции геологоразведочной скважины, исходя из ее целевого назначения, литологического состава пород и сложности разреза;
- геолого-технологического наряда на бурение геологоразведочной скважины с учетом выбранной конструкции, автоматизированным расчетом рациональных параметров бурения.

* СЕРВИС

- просмотр и редактирование существующих баз данных, имеющих расширение «d bf»;
- создание паспорта бригады или другого потребителя;
- каждый раздел вышеперечисленных функций имеет свой сервис, поясняющий правила работы с пакетом.

7.2.2. Правила работы с пакетами программ.

* Выбор оптимального типа алмазного инструмента. По заданным физико-механическим свойствам горной породы (категории по буримости, абразивности, трещиноватости и зернистости) автоматически определяются оптимальные теоретические конструктивные параметры алмазной коронки (тип, толщина матрицы, зернистость алмазов, высота матрицы или выпуск алмазов, качество алмазов, количество промывочных каналов, твердость матрицы, концентрация алмазов). По этим значениям параметров коронки из списка коронок, заложенных в БД автоматически, после нажатия клавиши RETURN, осуществляется поиск алмазных коронок, параметры которых наиболее полно соответствуют теоретическим.

При появлении новой алмазной коронки оператор имеет возможность ввести конструктивные параметры данной коронки в БД серийно выпускаемых коронок или в рабочий список, который представляет собой перечень алмазных коронок, реально имеющихся у производителя работ или на буровой. При создании списка достаточно

ввести его номер (но не больше 10 знаков). При этом автоматически формируется база данных с соответствующим номером (например: ALL_1).

Оператор имеет возможность вывести на экран ДИСПЛЕЯ результаты обработки базы данных в виде:

- ведомости отработанных коронок;
- усредненных параметров отработанных коронок.

При этом оператор может выбрать из базы те коронки, которые его интересуют по конкретным параметрам и их значениям, т.е. сгруппировать коронки по заданным признакам и получить необходимые данные по отработке этих коронок.

* Выбор типа колонкового снаряда.

Программа предназначена для оперативного поиска оптимальных технических средств, обеспечивающих требуемый выход керна, который зависит от следующих факторов:

- категории породы;
- трещиноватости породы;
- структурно-текстурных особенностей породы;
- типа колонкового снаряда и режима бурения скважины.

Для определенного сочетания категории пород, трещиноватости и группы пород по трудности отбора керна существует определенная величина гарантированного выхода керна при бурении одинарным колонковым снарядом (ОКС). Если требуемый выход керна больше гарантированного при бурении ОКС в данных условиях, осуществляется поиск другого типа колонкового снаряда. В противном случае, керн отбирается ОКС.

* Выбор предельно-допустимых параметров бурения.

Программа осуществляет поиск допустимых параметров бурения (нагрузки и частоты вращения), гарантирующих сохранность бурительных труб от разрушения вследствие превышения максимально-допустимого изгибающего момента, возникновение которого может произойти при наличии локальных искривлений или расширений ствола скважины. В результате решения задачи предлагаются различные сочетания параметров бурения, при которых величина изгибающего момента меньше предельно-допустимой и максимально возможное допустимое значение одного из параметров при заданном значении другого.

* Учёт

Ввод оперативной информации за сутки по заданной бригаде осуществляется в соответствующую базу данных. При этом предусмотрено автоматическое слежение за датой вводимой информации. Если вводимая дата совпадает с датой начала нового отчетного месяца или года, происходит автоматическое обнуление данных соответственно за месяц или год. Отчетные даты задаются с помощью меню СЕРВИС - ПАСПОРТ ОРГАНИЗАЦИИ. При корректном окончании ввода суточной информации осуществляется автоматическое накопление и вычисление необходимых параметров с начала текущего месяца и текущего года.

При вводе отчетной информации предварительно выбирается бригада, скважина, отчетный месяц и год. Проверить наличие отчетной информации по каждой бригаде можно с помощью меню ДИСПЛЕЙ- НАЛИЧИЕ ОТЧЕТНОЙ МЕСЯЧНОЙ ИНФОРМАЦИИ ЗА ДАННЫЙ ГОД.

Ввод информации может осуществляться с любой периодичностью. При окончании ввода оперативной информации по заданной бригаде происходит автоматическое накопление затрат времени и показателей производительности бурения с начала месяца и с начала года. Проверить наличие последней суточной записи можно с помощью меню ДИСПЛЕЙ - НАЛИЧИЕ ИНФОРМАЦИИ ЗА СУТКИ

При вводе данных по балансу рабочего времени происходит автоматическая проверка баланса по различным временным группам. При ошибочном вводе временного показателя, нарушающего баланс, оператору выдается соответствующее сообщение и предлагается повторить коррективный ввод информации.

Оператор имеет возможность вывести на экран дисплея и на принтер результаты обработки базы данных в виде:

- ведомости отработанных коронок;
- усредненных параметров отработанных коронок.

При этом оператор может выбрать из базы те коронки, которые его интересуют по конкретным параметрам и их значениям, т.е. сгруппировать коронки по заданным признакам и получить необходимые данные по отработке этих коронок в заданных условиях.

Для заданной бригады, скважины и периода отчетности осуществляется ввод (или редактирование) фактической расхода материалов и материальных средств. Эта операция производится в меню НОРМА.

На дисплей и печать выводятся данные о расходе материалов, в т.ч. в денежном выражении, как в целом по бригаде или скважине за отчетный период, так и приведенные к метру бурения скважины. Программа предусматривает вывод на печать отчетной информации в следующем виде.

- оперативная побригадная информация за сутки с начала месяца и года;
- побригадная отчетная производительность бурения за месяц;
- побригадная отчетная производительность бурения с начала года;
- баланс рабочего времени бригад за отчетный месяц и с начала года;
- выполнение плана;
- геологические данные и расход истирающих;
- дополнительные технико-экономические данные, в т.ч. расход материалов в целом по скважине и приведенный к метру бурения;
- перечень буровых бригад.

На ДИСПЛЕЕ можно просмотреть:

- баланс рабочего времени бригады за последние сутки;
- наличие информации за сутки информации за учетный год. Программа представляет возможность ГРАФИЧЕСКИ зафиксировать:
- затраты времени и производительность за сутки;
- затраты времени и производительность с начала месяца;
- затраты времени и производительность с начала года.

*Проектирование конструкции геологоразведочной скважины.

В основу принципа построения конструкции скважины положены рекомендации «Отраслевой методики по разработке технологии бурения на твердые полезные ископаемые» -Л. ВИТР, 1983.

Конструкция скважины зависит от ее целевого назначения и вида полезного ископаемого, определяющих требуемый конечный диаметр скважины (с учетом минимально допустимого диаметра керна), геолого-технических условий по проектируемой трассе скважины и глубины бурения. Неблагоприятные геолого-технические условия вызывают необходимость крепления стенок скважины. К таким условиям относятся:

- слабая устойчивость проходных пород;
- наличие зон поглощения промывочной жидкости;
- наличие зон интенсивно трещиноватых горных пород;
- наличие каверн и т.п.

За исходные данные при проектировании принимаются:

- проектная глубина скважины;

-способ бурения;

-конечный диаметр бурения;

-глубины залегания зон:

- а) выветрелых пород и четвертичных отложений;
 - б) интенсивной трещиноватости;
 - г) интенсивного поглощения;
 - д) любых других зон, требующих обсадки;
- диаметр и глубину бурения принятым способом.

Ввод информации осуществляется в диалоговом режиме. Требуется определить назначение скважины и соответствующий ему конечный диаметр бурения (по согласованию с геологической службой). При необходимости конечный диаметр уточняется. Выбирается способ бурения. Затем последовательно вводятся проектная глубина скважины, глубина залегания выветрелой зоны и конечные глубины зон осложнений, требующих обсадки. При имеющейся возможности закрепить нарушенные интервалы скважины беструбным способом, конструкция скважины должна быть откорректирована. По окончании работы программы на экран выдается конструкция скважины в виде пифра, содержащего:

1. Проектную глубину скважины, м.

2. Вид конечного бурения (Л - алмазное, Г - твердосплавное, в том числе термомеханическое - ТМ, Г - гидроударное, Ш - шарошечное, АГ - гидроударное с алмазными коронками, П - пневмоударное, ССК - комплексом ССК, КССК - комплексом КССК).

3. Диаметр конечного бурения, мм.

4. Число обсадных колонн (римские пифры, БО - без обсадки).

5. Глубина спуска (м), и в скобках - диаметр (мм) и тип обсадной колонны (Н-ниппельная, для ССК: БН - безниппельная).

6. Диаметр (мм), вид (Ш-шарошечное) и глубина (м) бескернового бурения, если такое предусмотрено.

Например:

1) Глубина скважины - 800м; способ конечного бурения - алмазный; диаметр конечного бурения - 59 мм Мощность зоны выветрелых пород -5м. Пласт интенсивно трещиноватых пород расположен на глубине 120-150м. Забурованный шахтный ствол на глубине 45-50м. Определяется количество обсадных колонн - 2 + кондуктор - 3. Их диаметры: 108, 89, 73 мм.

Шифр скважины « 800 А 59 Ш 5(108Н) 50(89Н) 150(73Н) »

то же для ССК « 800 ССК 59 Ш 5(108Н) 50(89Н) 150(73БН) ».

2) Глубина скважины - 1200м; конечный способ бурения - твердосплавный; конечный диаметр бурения - 76 мм. Мощность четвертичных отложений - 120 м. Зона интенсивного водопоглощения: 300-350 м. До 120 м бурение шарошечное. Определяется количество обсадных колонн - 1 + кондуктор - 2. Их диаметры: 108, 89 мм. Шифр скважины: « 1200 Т 76 П 120(108Н) 350(89Н) 112Ш120 ».

* Проектирование геолого-технического наряда на бурение геологоразведочной скважины.

Цель пакета - создание геолого-технического наряда (ГТН) для конкретной скважины. ГТН включает выбор типа станка, бурильной колонны, типоразмера породоразрушающего инструмента для конкретного пласта породы, рекомендуемые расчетные параметры режимов бурения (нагрузка, частота вращения, расход промывочной жидкости). Пакет функционально связан с базами данных других пакетов программ, из которых отбирается необходимая информация для разработки ГТН.

Исходными данными при составлении ГТН являются конкретный геологический разрез по трассе скважины (на основании данных, представляемых геологической службой) и наличие технических средств у производителя работ

Для реализации работы пакета создается (и пополняется в процессе работы) база данных по породам, слагающим разрез на данном участке работ. База данных включает в

себя наименование породы, категорию по буримости, степень трещиноватости, оценку абразивности. Для выбора рекомендуемых типоразмеров породоразрушающего инструмента и режимных параметров представлена база данных, содержащая: тип породоразрушающего инструмента и способ бурения, диаметр бурения, физико-механические свойства горючих пород и рекомендуемые режимные параметры бурения.

Ввод данных производится следующим образом. Предлагается меню наименований пород уже присутствующих в базе, введенных туда ранее при выборе ГТН всех предыдущих скважин. Если наименование породы не встречалось, то производится ручной ввод. Далее производится выбор породоразрушающего инструмента, для чего на экран выводится список всех коронок или долот, рекомендуемых для работы в данных условиях. При отсутствии в общем списке породоразрушающего инструмента рекомендованного для выбранных условий, предлагается сделать повторный выбор типа бурения и так до тех пор, пока не будет найден инструмент, подходящий для работы. После выбора из меню соответствующего инструмента программа производит расчет или выбор в соответствующей базе данных технологических параметров бурения - нагрузки, частоты вращения, расхода промывочной жидкости. На этом цикл завершается и предлагается повторить все выше перечисленные операции для следующих пластов пород. По выбранному номеру скважины осуществляется вывод ГТН на печать и дисплей.

7.3. Пакет программ «Ифо-скважина»

Предлагаемый пакет программ предназначен для сбора, обработки и хранения информации, получаемой на скважине. Условно эта информация разделена на следующие типы:

- "ТЕХНОЛОГИЯ" - ввод, просмотр и распечатка технико-технологической информации, сведения о бригаде, выполняющей бурение скважины, балансе рабочего времени, расходе потребляемых материалов и основных технических показателях бурения;

- "ГЕОЛОГИЯ" - информация о геологическом разрезе и пространственном положении скважины,

- "ГМД" - обработка информации, содержащейся на гибком магнитном диске (ГМД), записанной на регистраторе микропроцессорной информационно-измерительной системы (ИИС) и могущей обрабатываться на любой ПЭВМ, совместимой с IBM;

- "БАЗЫ ДАННЫХ" - просмотр и редактирование всех баз данных, задействованных в пакете программ,

- «ПОМОЩЬ» - руководство пользователя с подробным описанием правил работы с пакетом программ.

Техническая характеристика

Пакет программ разработан в среде Clipper'87 и функционирует под управлением операционной системы MS DOS версии 5.0 и выше. Формат данных deBaseIII. Аппаратное обеспечение - IBM-совместимый персональный компьютер, объем ОЗУ не менее 540 Кб, видеоадаптер EGA или VGA, жесткий диск не менее 5 Мб.

Программа запускается при выборе файла "ARM.EXE". Пакет программ состоит из 26 самостоятельных программ, обеспечивающих все функции пакета, и 11 баз данных для занесения, обработки и хранения информации. Программа обработки информации, содержащейся на ГМД, написана на языке СИ (файл GRAPHICS.EXE), программа обработки данных инклинометрии на языке Pascal (файл WASIL EG.EXE). Для их поддержки в состав пакета включены вспомогательные программы и драйверы. Работа этих программ в среде Clipper обеспечивается соответствующими BAT-файлами. Прерывание выполнения программы с выходом в MS DOS обеспечивается нажатием клавиш <ALT-C>, клавиша <F1> обеспечивает вызов контекстно-зависимой подсказки.

Передвижение по тексту клавишами <Page Up>, <Page Down>, <Home>, <END>, <←>, <↑>, <→>, <↓> производится как в любом редакторе. При работе с БД на экран автоматически выводится подсказка. Каждый из основных разделов снабжен системой раскрывающихся меню, при выборе пункта которого, инициируется выполнение соответствующей программы. Пакет программ предусматривает ввод необходимой информации, просмотр ее на дисплее и вывод на печать.

Правила работы с пакетом программ

- * Начинать работу с базами данных следует с составления паспорта скважины в меню «ТЕХНОЛОГИЯ». Это является необходимым для работы всего пакета, т.к. по паспорту скважины (ее номеру) производится поиск и обработка всей информации в базах данных, относящихся к данной скважине.

Ввод оперативной информации производится для учета производительности, баланса рабочего времени и материальных затрат по каждой скважине. Ввод информации за сутки по заданной скважине осуществляется в базу данных оперативной (суточной) информации по балансу рабочего времени и производительности бурения (по образцу бурового журнала). При этом предусмотрено автоматическое слежение за датой вводимой информации. Если вводимая дата совпадает с датой предыдущего ввода, программа подскажет, что необходимо обновить эту дату. Если, дата ввода отличается от предыдущей (более чем на один день), необходимо повторить операцию ввода даты два раза. При корректном вводе суточной информации осуществляется автоматическое накопление и вычисление затрат времени и показателей производительности бурения с начала забурирования скважины. Аналогично производится и накопление данных по расходу материалов, но дата ввода информации просто фиксируется в базе данных. Программой предусмотрен расчет материальных затрат за рассматриваемый период.

- * В разделе "ГЕОЛОГИЯ" производится пореисовый ввод данных о составе пород и некоторых технических параметрах рейса. При внесении наименования и характеристик породы на экране высвечиваются несколько пород уже занесенных в базу данных. Можно использовать имеющееся название, тогда в базе будут автоматически повторены характеристики породы. Возможно изменение одной из её характеристик буримости, трещиноватости или абразивности. Если необходимо ввести новую породу, то по подсказкам вводится новое наименование породы и ее характеристики. При выборе в меню раздела "Описание породы" на экран выводятся поля базы данных, где возможно откорректировать характеристику и описание породы и другие параметры.

В этом же разделе предусмотрена фиксация результатов замеров зенитных и азимутальных углов и автоматическое вычисление интенсивности искривления по заданному интервалу скважины. Автоматически строится графическое изображение трассы скважины по зениту и азимуту. При вводе данных необходимо заполнять все графы таблицы, в противном случае программа автоматически выйдет в ДЮС. Предупреждение: если не загружается меню "Отображение трассы скважины" - недостаточно объема памяти - перегрузите программу! Это же относится и к меню "ГМД - Идентификация информации по скважине".

- * В разделе главного меню "ГМД" работу следует начинать с перезаписи дискеты регистратора и директории, где расположен весь пакет программ. Файл записи имеет наименование *000000 gti. Рекомендуется при перезаписи дать ему командой ДЮС нарастающий порядковый номер, соответствующий вашей программе. После этого необходимо войти в меню "Идентификация информации по скважине", набрать в подменю соответствующий номер файла записи и определить вид работ под № 2 - "Формирование файла ГТИ". Запись параметров производится в базу данных автоматически. И только после этих операций можно приступить к вводу дополнительных данных в соответствующую базу данных. Для увеличения объема заносимой информации,

зарегистрированной на ГМД, организованы БД по 5 скважинам. Поэтому БД 1, ..., БД 5 должны соответствовать номерам скважины, определенным самим пользователем. Дальнейшая работа с информацией ГМД описана в следующем разделе.

Ввод информации и редактирование результатов анализа технологических ситуаций или состояния пород по данным записей регистратора производится в специальную таблицу, которая служит исходным материалом для составления технологических рекомендаций по данному участку (месторождению), а также для накопления отличительных признаков состояния породы при анализе графиков записи параметров режима бурения, таких как: трещиноватость, изменение буримости, наличие каверн и т.п.

* Раздел "БАЗЫ ДАННЫХ" введен для возможности оперативно просмотреть или отредактировать внесенные в них данные. В частности, при вводе информации или листании меню пакета могут образовываться пустые или неполные строки записей. Техника ввода данных не отличается от примесов работы с текстовыми редакторами. Необходимые подсказки привязаны к тексту или вызываются клавишей <F>. При использовании для прерывания программы клавиш <ALT-C>, ответы необходимо давать в латинском регистре.

* Обработка информации, поступившей на ГМД регистратора.

Полученная и записанная в БД информация является исходной для последующего ее анализа на месте работ, выявления пользователем наиболее четких и характерных для данного месторождения критериев эффективности применяемой технологии буровых работ, состояния скважины и характеристик пробуренных пород.

Большие возможности представляют информационно-измерительные системы (ИИС), построенные на микропроцессорной технике и способные вести запись информации на магнитные носители в цифровой форме, что дает возможность не только автоматически регистрировать заданные параметры, но и обрабатывать их по соответствующим программам как в реальном времени, так и в интерактивном режиме на автоматизированных рабочих местах (АРМ'ах-специалистов), хранить обработанную информацию в соответствующих БД.

Такая информационно-измерительная система, дающая результаты обработки сигналов датчиков в цифровом виде разработана в ВИТР'е. Программы обработки и хранения информации, приведенные в рамках настоящей работы, предназначены для ИИС и могут обрабатываться на любой совместимой с IBM технике.

Эта ИИС поставляется в комплекте со станками шпиндельного типа и с пультом дистанционного управления, её можно использовать и в комплекте со станками с подвижным вращателем, оборудованными полным набором датчиков технологических параметров.

Пакет программ меню ГМД состоит из двух самостоятельных частей:

- программы записи, идентификации и вывода информации на ГМД и вывод обработанной информации с ГМД на дисплей или принтер любой ПЭВМ, совместимой с IBM/PC, AT;

- программы обработки, записи и хранения полученной информации в соответствующих базах данных. Для увеличения объема хранимой и обрабатываемой информации открыты 5 БД (для каждой скважины).

- Первая программа (исполняемый файл GRAPH.EXE) предоставляет пользователю возможность выбора вида работ в соответствии с меню.

- Первый пункт меню загружает сформированный на ГМД файл данных с именем I, ..., \$c, содержащий запись сигналов датчиков в цифровом коде, с которым будет работать пользователь.

- Второй пункт организует файл с именем 1.00000.gti, в котором содержатся данные в реальных физических величинах параметров режима бурения, их минимальные, максимальные и средневысшие значения для последующего занесения в базу данных по пройденному интервалу бурения. Нули в заголовке файла автоматически заменяются датой записи информации. Этот файл можно просмотреть в любом редакторе.

- Третий пункт представляет возможность выбора функции для последующего отображения на экране.

- Следующий пункт меню позволяет просмотреть, вид функций в масштабе времени или в масштабе проходки.

- Пятый пункт меню позволяет просматривать не только запись всего файла во времени, но и детализировать изображение в желаемом диапазоне времени (или проходки)

- Шестой и седьмой пункты меню выводят графическое изображение заданной функции на экран или принтер. Выводятся также номер файла, дата и время записи файла и среднее численное значение функции.

Вторая часть пакета касается непосредственно создания баз данных и программ обработки информации. Блок работ с записанной на ГМД информацией (блок меню под именем "ГМД") представляет пользователю возможность перенести данные с дискеты (файлgti) в базу данных GMD *.dbf (их пять для расширения возможного объема обрабатываемых скважин), просмотреть, отредактировать и распечатать полученные данные. Программа предназначена для работы с информацией, извлеченной из анализа содержимого файла с расширением \$c, обрабатываемого программой GRAPH.EXE. В БД заносятся одной строчкой минимальные, максимальные и средневысшие значения параметров режима бурения и расчетных величин по каждому файлу (или что то же самое по рейсу бурения). Результаты анализа требуют достаточно много места и, чтобы не ограничиваться жесткими рамками Clipper'a, сформирован специальный текстовый файл MEMGD.TXT, способный вместить значительный объем информации и работающий в среде БД.

Вся полученная информация с дискет (файлы \$c) сбрасывается на жесткий диск ПЭВМ в директорию, где находится основная программа ARM.PRГ и откуда их всегда можно извлечь и обработать. После окончания скважины вместе с содержимым баз данных имеющаяся документация архивируется и хранится в соответствующих местах.

Открытый в программе MEMGD.PRГ текстовый файл MEMGD.txt, предназначен для подробной записи информации извлеченной из анализа графического отображения протекания процесса бурения в течение рейса (одного файла). Эта информация может содержать сведения, как об оптимальности применяемой на месторождении технологии бурения, так и о состоянии скважины, а при сопоставлении с фактическим керновым материалом может дополнить сведения об истинной трещиноватости, литологическом составе и других особенностях пробуренной породы. Накопление подобного материала является необходимой предпосылкой для разработки алгоритмов и программ оперативного распознавания породы и ее состояния непосредственно в процессе бурения, а также для выявления особенностей конкретного месторождения.

Для работы с пакетом программ предлагается следующая методика.

1. Дискета КИБ, доставленная со скважины, переписывается на жесткий диск ПЭВМ, файлу с расширением \$c присваивается соответствующий порядковый номер.

2. Загружается программа работы с базами данных ARM.EXE, в меню выбирается раздел "ГМД". Затем раздел "Идентификация информации по скважине".

3. Из высветившегося меню выбираем строку автоматической записи данных в соответствующую базу данных.

4. Просматриваем графическую информацию, для чего вводим номер файла с расширением $\$.$, выбираем необходимую функцию и аргумент (первоначально по времени), выводим график на экран. При этом необходимо иметь в виду следующие обстоятельства. Таймер ИИС начинает отсчет времени с момента нажатия бурильщиком кнопки включения записи. Не всегда этот момент может совпадать с началом бурения, поэтому необходимо просмотреть графики осевой нагрузки, скорости углубки и момента вращения, и по этим трем признакам определить время начала бурения, соответственно исключив это время из времени чистого бурения. Просматриваем последовательно вид графиков во времени, отмечаем интервалы записи для более тщательного анализа, просматриваем и распечатываем выделенные интервалы в масштабе проходки, проводим их анализ.

5. Возвращаемся в основное меню "ГМД", открываем раздел "Занесение информации с ГМД в БД" и последовательно заполняем поля базы данных, в том числе истинное время чистого бурения, в поле "Примечание (отклонения от норм. процесса бурения)" заносим интервалы выделенные для анализа. Средние значения всех параметров уже записаны в БД автоматически.

6. Результаты проведенного подробного анализа вида графиков и выводы по ним заносим в раздел "Запись и редактирование результатов", программа дает возможность просмотреть, отредактировать и распечатать таблицу (файл MEMGD.TXT) результатов. Анализ графиков имеет свои специфические особенности. Ряд признаков присущ для характеристик технологии, применяемой на месторождении, свои признаки и приемы работы рекомендуются при работе с керновым материалом.

Общим правилом является то, что любое изменение управляющих параметров (осевая нагрузка F , частота вращения n , количество жидкости Q) влияют на изменение контролируемых параметров (скорость углубки $U_{\text{мех}}$, момент на вращение M и давление промывочной жидкости p), по изменению которых только и можно судить о происходящем в скважине процессе, поэтому при рассмотрении их взаимовлияния технолог может сделать определенные выводы об оптимальности операции выбора режима бурения, сопоставив при этом специально введенные расчетные параметры величины углубки и удельной работы разрушения с истинными значениями F , n , Q . Однако, при рассмотрении нештатных ситуаций в скважине рассматриваться могут только интервалы бурения на постоянных значениях нагрузки и частоты вращения. Вызвано это тем, что любое изменение состояния процесса бурения при распознавании ситуации обусловлено внешними факторами, не связанными с изменением этих параметров и оператор должен быть уверен, что возникшее изменение контролируемых параметров не связано с действиями бурильщиков.

Экспертная оценка и опыт работ позволили установить некоторые характерные признаки ситуаций в скважине по изменениям контролируемых параметров и дисперсий их сигналов. В конкретной привязке к определенному месторождению эти признаки и их вариации могут уточняться и пополняться.

* При работе с керновым материалом для определения состояния пород необходимо сопоставлять распечатку графиков контролируемых параметров в масштабе проходки с реальным керновым материалом. Признаки изменения твердости пород показаны в таблице, привязав их к керну, рассчитав время бурения, можно достаточно точно указать границу изменения пород. Отметив по графику механической скорости резкое колебание амплитуды при соответствующих изменениях момента вращения, можно установить наличие трещины или каверны и их размер по величине проходки на графике скорости углубки. В конкретных условиях по величине пика амплитуды можно установить открыта эта трещина или заполнена материалом. Таких поисковых признаков характеристик породы, определяемых по виду графиков, может быть достаточно много. Анализ записей в базах данных даст возможность систематизировать эти признаки и перейти к непосредственному их распознаванию в процессе бурения.

8. ИЗМЕРЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

В практике геологоразведочных работ с целью исследований проводятся технологические измерения следующих физических свойств горных пород и руд [9]:

1. Плотностные свойства: плотность (σ), пористость (n).
2. Магнитные свойства: магнитная восприимчивость (χ), индуцированная и остаточная намагниченность (J_i , J_n).
3. Упругие свойства: скорости продольных и поперечных волн (V_p , V_s), модуль Юнга (продольной упругости - E), модуль сдвига (G), коэффициент Пуассона ν (поперечного сжатия).
4. Электрические свойства: удельное электрическое сопротивление (ρ), относительная диэлектрическая проницаемость (ϵ), естественная поляризация (ΔU), фильтрационный потенциал (ΔU_f), диффузионный потенциал (ΔU_d), вызванная поляризация ($\Delta U_{\text{вл}}$), поляризуемость (η), пьезоэлектрический модуль (d).
5. Теплофизические свойства: теплопроводность (λ), удельная теплоемкость (c), температуропроводность (a), плотность теплового потока (q), коэффициенты теплового линейного (α) и объемного (β) расширения.
6. Радиоактивность: активность нуклида в радиоактивном источнике, плотность потока ионизирующих частиц или квантов, интенсивность излучения, поглощенная доза излучения, мощность поглощенной дозы излучения, экспозиционная доза рентгеновского и γ -излучения, мощность экспозиционной дозы рентгеновского и γ -излучения.

Используются следующие способы изучения физических свойств горных пород:

1. Определение физических свойств геологических тел по геофизическим данным на поверхности и в скважинах.
2. Лабораторное изучение физических свойств горных пород совместно с изучением петрофизических и минералогических особенностей.
3. Изучение физических свойств горных пород на установках высокого давления и температуры.

При использовании первого способа используется наземная и скважинная серийно выпускаемая аппаратура. Для лабораторного изучения физических свойств разрабатывается и выпускается специализированная аппаратура. В России эта аппаратура производится ФГУП НПО "Геологоразведка" (аstaticкие магнитометры, полевые и лабораторные измерители магнитной восприимчивости). Разработка аппаратуры проводится в СПбГУ (магнитная восприимчивость, параметры вызванной поляризации).

В Республике Казахстан разработан и выпускается малыми сериями полевой измеритель магнитной восприимчивости.

За рубежом аппаратура для изучения физических свойств выпускается следующими фирмами: Geofyzika (Республика Чехия) - лабораторные и полевые измерители магнитной восприимчивости и остаточного намагничивания горных пород; Scintrex (Канада) - измерители магнитной восприимчивости; Geophysical exploration company & Polservice (Польша) - измерители удельной теплоемкости, плотности, удельного электрического сопротивления, магнитной восприимчивости.

Таким образом, наибольшее число аппаратных разработок проводится для изучения магнитных свойств горных пород и руд. Основные требования к измерительным каналам следующие:

1. Диапазон измерений магнитной восприимчивости для полевых измерителей - от 10⁻⁵ до 1.0 ед.СИ, а для лабораторных - от 4x10⁻⁸ до 0.2 ед.СИ.
2. Основные погрешности измерений полевых измерителей - 10%, лабораторных - 3%.
3. Для измерений остаточной намагниченности для средне- и сильномагнитных пород применяются аstaticкие магнитометры, а для слабомагнитных пород - роггенераторы.
4. Диапазон измерения магнитных моментов для аstaticких магнитометров - от 1.5x10⁻⁷ до 6x10⁻³ А x м², приведенная погрешность измерений - 5%. Диапазон измерений для

рок-генераторов - от 10^{-6} до 2×10^{-3} ед. СИ, погрешности величины угла и направления вектора остаточного намагничивания - от 3 до 20°, в зависимости от величины вектора.

5. Автоматизация процесса измерений, обработки, хранения и передачи на внешние устройства результатов измерений - за счет встроенного микропроцессора. Специализированные магнитные лаборатории для изучения свойств горных пород и решения задач палеомагнетизма, как правило, оснащаются уникальными измерительными и вспомогательными устройствами непосредственно исполнителями работ. Рекомендации по оборудованию магнитной лаборатории освещены в литературе [11]. Плотность горных пород и общую пористость определяют в лабораторных условиях методом гидростатического взвешивания, используя серийно выпускаемые весы типа ВЛТК-500 или ВЛТК-2000. Для изучения эффективной пористости применяют гамма-гамма-плотномеры, радиоактивный метод - измерение поглощения проходящего через образец потока гамма-квантов.

9. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ КОНТРОЛЬНО - ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ И РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АППАРАТУРЫ, ОРГАНИЗАЦИЯ СЛУЖБЫ РЕМОНТА И ПРОФИЛАКТИКИ

Успешная эксплуатация контрольно-измерительной аппаратуры невозможна без регулярного технического обслуживания. Эксплуатация контрольно-измерительной аппаратуры на буровых установках имеет специфическую особенность, заключающуюся в том, что квалифицированный обслуживающий персонал из-за территориальной разбросанности установок не имеет возможности осуществлять ежедневный надзор за работой приборов. В этих условиях обеспечение бесперебойной работы аппаратуры возможно только при соответствующей организации технического обслуживания и строгого учета состояния и работы приборов. Техническое обслуживание аппаратуры включает в себя следующие основные виды работ: 1) профилактический осмотр и ремонт; 2) капитальный ремонт; 3) поверка.

Профилактические осмотры и ремонты приборов и их поверка должны проводиться по специальным планам - графикам с периодичностью и в объеме, предусмотренными соответствующими инструкциями по эксплуатации на каждый тип прибора.

Капитальный ремонт следует проводить тогда, когда выполнение ремонта прибора оказывается невозможным непосредственно на месте их установки.

Все эти работы могут быть осуществлены только при соответствующей организации системы технического обслуживания.

Наиболее эффективна система технического обслуживания тогда, когда в ее составе в качестве структурных подразделений выделяются местные и центральные службы КИП с различными и четко определенными функциями. При этом центральная служба КИП создается в управлении или тресте как одно из его подразделений, а местная - в экспедиции или партии.

Основной задачей центральной службы КИП является методическое руководство местными службами, а также проведение периодических проверок и капитальных ремонтов приборов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Айрапетов В.А., Андрианов В.Р. и др. Контроль параметров процесса бурения. М.: Недра, 1973. 128 с.
2. Бродов Г.С., Сбитнев В.С., Митрофанов А.В., Баюнчикова З.В. Забойный сигнализатор. Авт. свид. № 296453, Б.И., 4, 1971.
3. Бродов Г.С. Определение фактической осевой нагрузки на забое скважины. В сб.: Методика и техника разведки, № 83. Л., ВИТР, 1973, с. 27-31.
4. Бродов Г.С., Митрофанов А.В. Контроль и оптимизация режима работы бурильной колонны. В сб.: Методика и техника разведки, № 118. ВИТР, Л., 1977. - с. 17-19.
5. Демихов В.И. Средства измерения параметров бурения скважин. Справочное пособие. М.: Недра, 1990. 269 с.
6. Инструктивные указания по алмазному бурению геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые. ВИТР, Л.: 1987. 247 с.
7. Козловский Е.А. Оптимизация процесса разведочного бурения. М.: Недра, 1975. 303 с.
8. Козловский Е.А., Гафиятуллин Р.Х. Автоматизация процесса геологоразведочного бурения. М.: Недра, 1977. 215 с.
9. Каталог геологоразведочной и геофизической аппаратуры, оборудования и снаряжения. СПб.: «WELKOME», 2000. 207 с.
10. Мальцев А.В., Дюков Л.М. Приборы и средства контроля процессов бурения. Справочное пособие. М.: Недра, 1989. 253 с.
11. Сбитнев В.С., Циколин Г.И., Бродов Г.С., Смирнов А.Т., Круглов Р.А., Митрофанов А.В. Радиоприемная буровой скважины. Гос. Свидетельство о приоритете научной работы № 34663, Ком. по делам открытий и изобретений при Совмине СССР, 1963.
12. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин. Т. 1. М.: Недра, 1984. 512 с.
13. Сулакшин С.С. Контрольно-измерительные приборы при бурении скважин. М., ВИЭМС, 1979, 87 с.
14. Технология бурения скважин гидрофицированными буровыми агрегатами АБ - 2 и АБ - 5 (инструктивные указания). ВИТР, СПб.: 1998. 173 с.
15. Чистяков В.К., Шелковников И.Г. Оптимизация и автоматизация процессов разведочного бурения. Учеб. пособие. Ленинградский горный ин-т. Л., 1990. 102 с.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ
И АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ**

Компьютерный набор, вёрстка и дизайн – Г.С.Бродов

Подписано к печати 12.04.04

Формат 60х90 1/16

Усл.печ.л.6,6

Тираж 100 экз.

Заказ № 427

Лицензия на издательскую деятельность

ЛП № 000150 от 15.04.99

ФГУ НПП «Геологоразведка» 199106, г.Санкт-Петербург, ул.Весельная, 6

Ротапринт ФГУ НПП «Геологоразведка»