

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УТВЕРЖДАЮ


Руководитель ОПОП ВО
профессор М.В. Двойников

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ ПО
ДИСЦИПЛИНЕ
СОВРЕМЕННОЕ ЛАБОРАТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДИКИ
ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Уровень высшего образования:	Подготовка кадров высшей квалификации
Направление подготовки:	21.06.01 Геология, разведка и разработка полезных ископаемых
Направленность (профиль):	Технология и техника геологоразведочных работ
Форма обучения:	очная
Нормативный срок обучения:	4 года
Составитель:	д.т.н. профессор М.В. Двойников

Санкт-Петербург

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. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ

Контрольно-измерительная аппаратура, применяемая в геологоразведочном бурении, предназначена для контроля технологических параметров процесса углубки скважины и спуско-подъемных операций. На рис. 1 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.

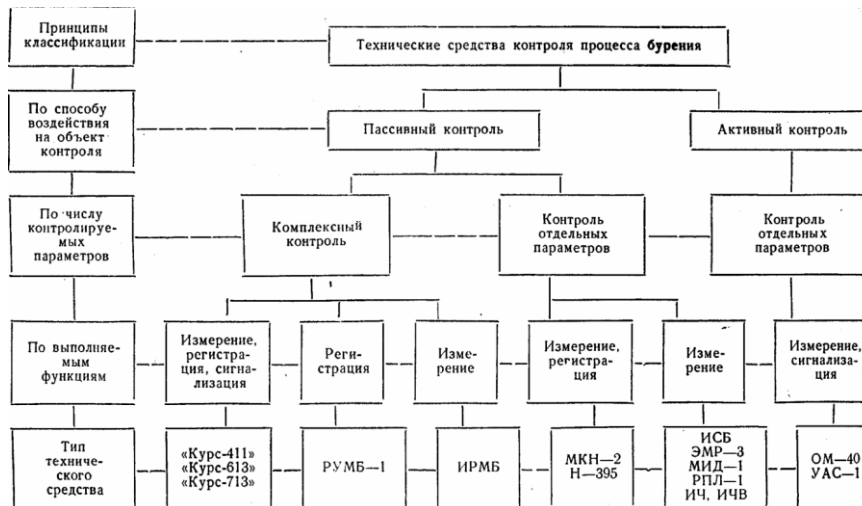


Рис. 1. Классификация технических средств контроля процесса бурения

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.

1.3. 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.2, используется электромагнитный преобразователь дифференциально-трансформаторного типа. Верхняя секция преобразователя состоит из чувствительного элемента 1 и внутреннего магнитопровода 2, с цилиндрическими катушками $W1$ цепи возбуждения и измерительными катушками $W2$.

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 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.

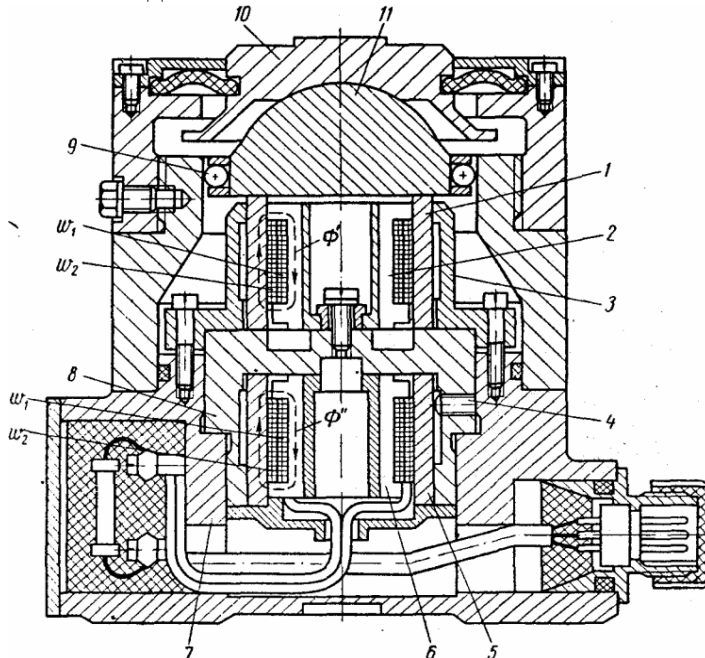


Рис.2. Датчик сжимающих усилий ДНС

Сигнал в виде электрического напряжения подаётся 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 талевого 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.

1.4. ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ

Датчики давления предназначены для преобразования давления масла в системе гидравлического привода буровых станков и давления промывочной жидкости в электрическое напряжение. В СКБ разработаны четыре модификации датчиков давления: ДД, ДДС и ДДП. Основными узлами датчика давления ДД, рис. 3, 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 передаётся 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.

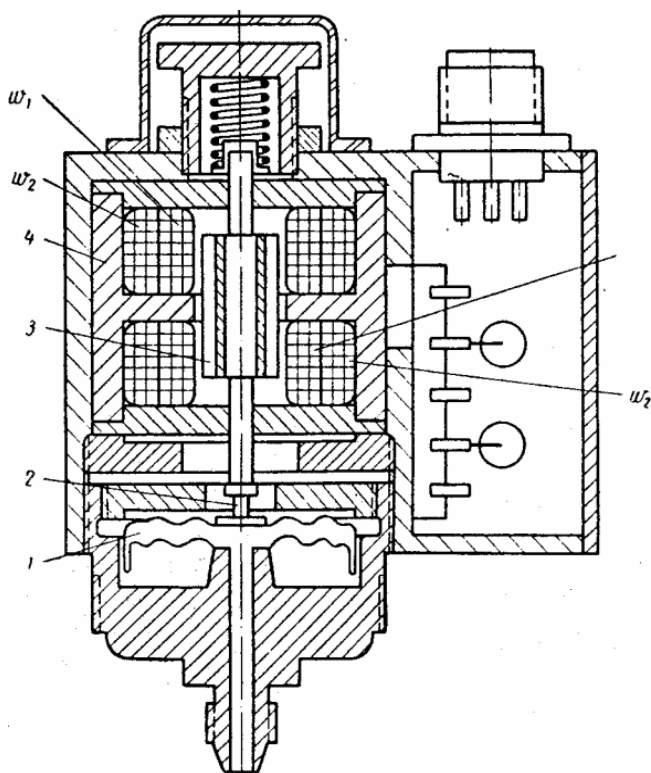


Рис.3. Датчик давления ДД

Чувствительные элементы 1 датчика ДДС, рис. 4, 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 штифты. 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.

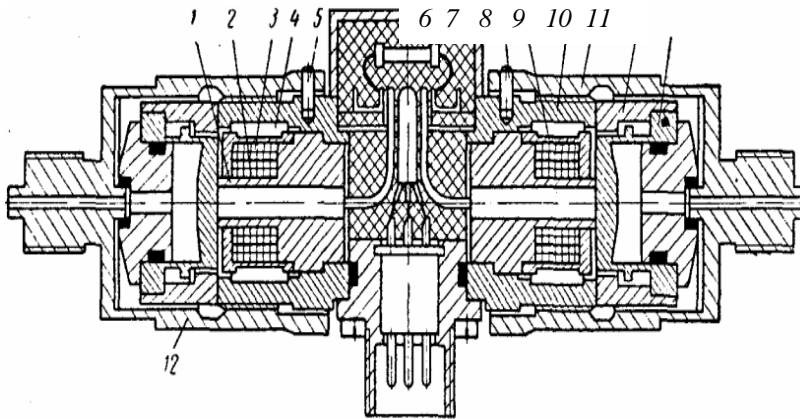


Рис. 4. Датчик давления ДДС

1.5. 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. 5а. Ротор выполнен в виде беличьей клетки, образованной электропроводящими шинками, уложенными в пазы магнитопроводящего цилиндра, и двумя шайбами, соединяющими эти шинки 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 $u_{в.}$, возникающий магнитный поток возбуждения $\Phi_{в.}$ замыкался через воздушный зазор ротора и через те два соседних полюса статора, на которых расположены катушки возбуждения.

Такое соединение обеспечивает отсутствие напряжения на измерительной обмотке при неподвижном роторе, так как поток возбуждения $\Phi_{в.}$ не пересекает витки измерительных катушек.

При вращении ротора шинки «беличьей» клетки будут пересекать магнитный поток $\Phi_{в.}$ 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.5 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 $\Phi_{и.}$, пересекая витки измерительных катушек, наведет в них э. д. с.

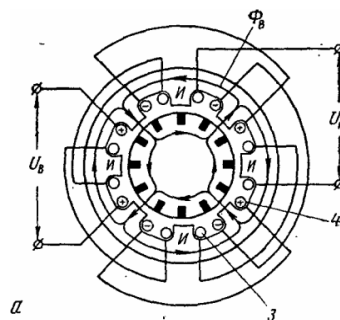


Рис.5. Датчик скорости вращения ДО.

Схема: а - конструкции; б – распределения контуров.

Так как э.д.с. шинки пропорциональны скорости вращения, тои величина тока в них будет пропорциональна той же скорости вращения, но тогда и магнитный поток Φ 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 $u_{и}$ также будет пропорционально скорости вращения ротора датчика.

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 $u_{и}$ 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 в 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.

1.6. ДАТЧИКИ СКОРОСТИ ПОДАЧИ БУРОВОГО СНАРЯДА

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

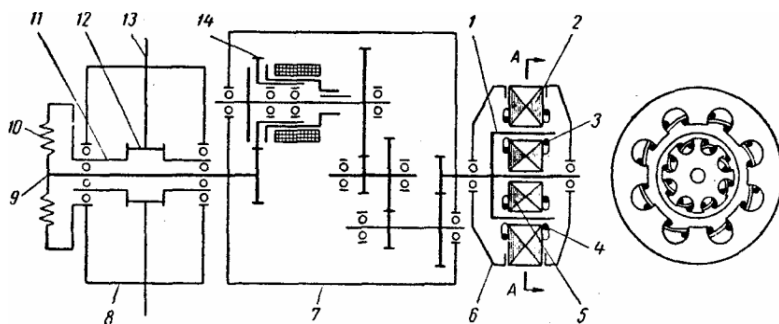
Особенности гидравлического привода подачи бурового станка и привода подачи при бурении с тормоза лебедки определили и некоторые конструктивные отличия датчиков скорости, используемых с указанными приводами. С гидравлическим приводом подачи используется датчик скорости ДС-25, рис. 6, монтируемый на шпинделе 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 и 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.

Для предотвращения чрезмерного износа шестерён 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 её обмотки к источнику постоянного тока.



-А

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

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 Φ_v , сдвинуты на один полюс относительно полюсов, через которые замыкаются магнитные потоки Φ_n измерительной катушки.

Таким образом, сохраняется чередование измерительных полюсов (через которые замыкаются Φ_n) с полюсами возбуждения (через которые замыкаются Φ_v). В остальном принцип действия тахогенератора и датчика скорости вращения ДО 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. 7 показан общий вид датчика скорости подачи бурового снаряда ДС - 25 .

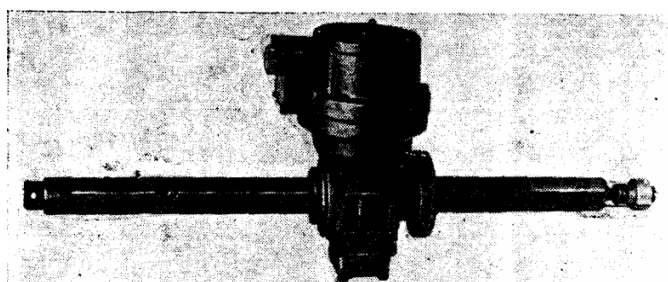


Рис. 7. Датчик скорости подачи бурового снаряда ДС-25.

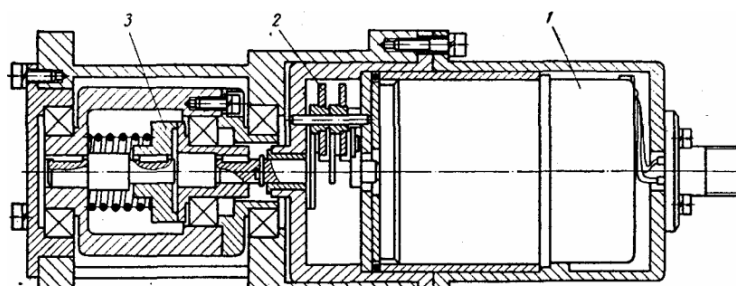


Рис. 8. Датчик скорости подачи бурового снаряда ДС-100.

При бурении с ведущей штангой используется датчик скорости подачи ДС-100, рис.8, 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.9.

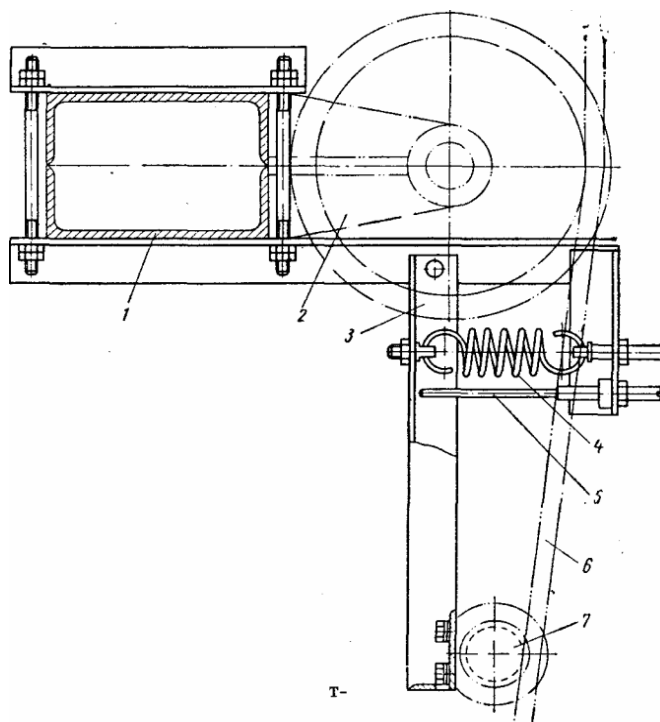


Рис. 9. Схема установки датчика ДС-100

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 бурильной колонны. Для предохранения редуктора датчика от поломок предусмотрено фрикционное устройство 3 (см. рис.8). 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.

1.7. 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—25 МПа). Температура промывочной жидкости может меняться от нуля до 40—50° С.

Радикальное решение задачи контроля расхода промывочной жидкости получила лишь после разработки электромагнитных расходомеров, обладающих такими ценными свойствами, как независимость показаний от физико-механических свойств жидкости и высокая абразивная стойкость, достигаемая благодаря отсутствию в датчиках 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 способам измерения возникающей в контролируемом потоке э.д.с.

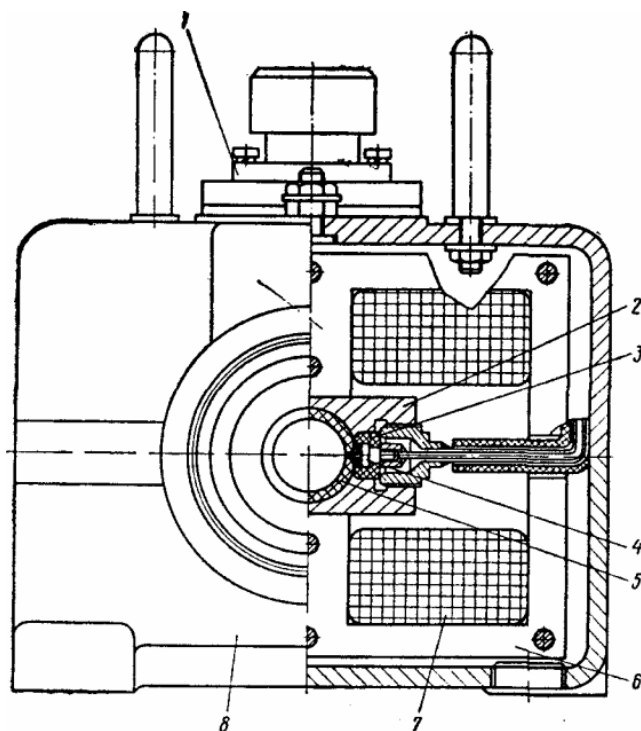


Рис. 10. Датчик расхода жидкости

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.

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. 10.

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. 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

$$Q_{кр} = m\rho F / \sin \alpha n$$

Так как угол α незначителен, можно принять

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

тогда $Q_{кр} = PmF / \operatorname{tg} \alpha n$

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

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

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.

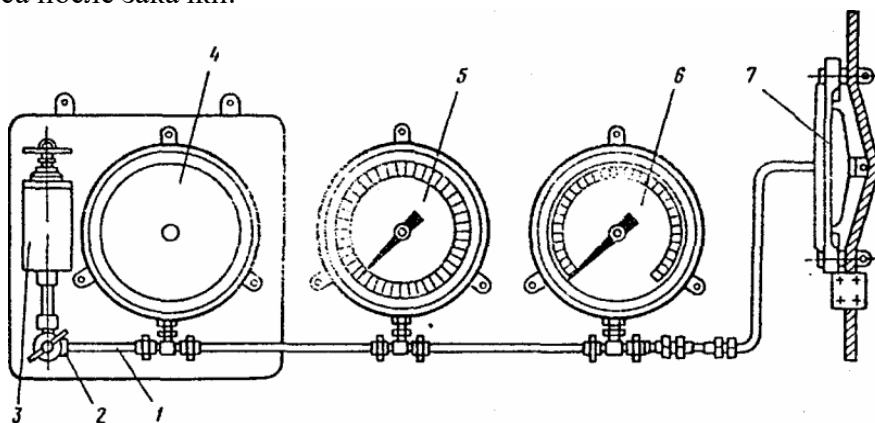


Рис. 11. Схема гидравлического индикатора веса ГИВ- 6

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.

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 корпус имеет выточку глубиной 3 и диаметром 222мм, которая перекрывается резиновой (с кордом) мембраной 5. Последняя прижата к корпусу крышкой 6, укрепляемой болтами 2, затянутыми гайками. На мембрану опирается поплавок 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 струбцинного зажима 9.

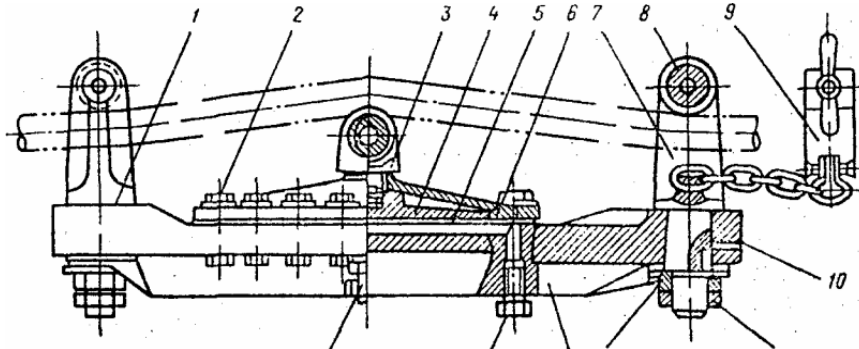


Рис. 12. Трансформатор давления гидравлического индикатора веса

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 показывает только вес колонны. Нагрузка на долото определяется как разность между 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.

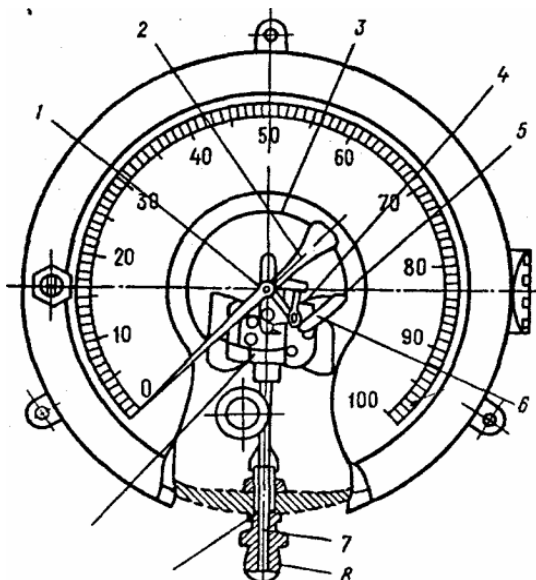


Рис. 13 Показывающий прибор гидравлического индикатора веса

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.

Вычитая из полученного значения нагрузку, соответствующую начальному натяжению неподвижного конца талевого каната, равную 5 кН, будем иметь: $Q_{кр} = 71 - 5 = 66$ кН.

При оснастке 4x5 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.

Пример 2. Оснастка 5x6. 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 пересчитать, т. е. определить величину разгрузки по манометру в делениях.

Пример 3. Оснастка 4x5, $n=8$. Нагрузка на долото, которую надо держать бурильщику, 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 составит $(118-99)/10 = 2$ кН. Чтобы определить число делений, соответствующее разгрузке 100 кН, требуется $100/(2 \times 8) = 6$ делений. Следовательно, чтобы ориентироваться в величине разгрузки по

показывающему манометру, бурильщик 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.

2.2. 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 в 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 операций 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

$$P_n = P_{кол} - P_{кр} ,$$

где $P_{кол}$ - вес колонны бурильных труб; $P_{кр}$ - 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 $П1$ и $П2$ поочередно уравнивают это напряжение. На вход нуль-усилителя подаётся алгебраическая сумма напряжений от датчика и потенциометров (одного или обоих).

Потенциометр $П1$ является запоминающим устройством веса снаряда и служит для измерения и подачи пропорционального ему напряжения на вход нуль-усилителя. При взвешивании бурового снаряда выходная цепь потенциометра $П1$ замыкается накоротко с помощью механизма $МП$. После того как выходное напряжение потенциометра $П1$, станет

равным напряжению датчика, управляющая обмотка двигателя РД (вместе с фазосдвигающей емкостью) отключается. При этом двигатель РД начнет работать в режиме самоторможения и потенциометр П1 «запомнит» вес бурового снаряда. «Запомненное» потенциометром П1 напряжение подается вместе с напряжением датчика на вход усилителя НУ. Потенциометр П2 в уравновешенном состоянии компенсационной схемы измеряет алгебраическую сумму напряжений в соответствии с уравнением $U_2 = U_1 - U_d$, где U_1 и U_2 - выходные напряжения потенциометров П1 и П2; U_d - выходное напряжение датчика.

Уравнение аналогично предыдущему уравнению: напряжение U_1 пропорционально весу $P_{кол}$, а напряжение U_d пропорционально усилию разгрузки $P_{кр}$. Отсюда следует, что выходное напряжение U_2 потенциометра П2 в уравновешенном состоянии пропорционально нагрузке на забой P_H .

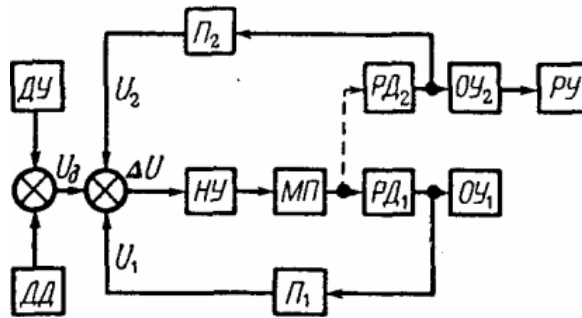


Рис. 14. Структурная схема измерителя МКН

Ротор потенциометра П1 связан с отсчетным устройством веса бурового снаряда ОУ1 а ротор потенциометра П2 - с отсчетным устройством осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент ОУ2 и регистрирующим устройством РЧ. Напряжение разбаланса измерительной схемы прибора dU , поданное на вход нуля-усилителя НУ, усиливается и в зависимости от положения механизма переключения МП, подается на один из реверсивных двигателей РД1 или РД2.

Приведённый во вращение двигатель через редуктор Р1 или Р2 поворачивает ось одного из потенциометров отсчётного 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 П2 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 ПРП1 применен электронный нуль-усилитель, рис.15, состоящий из усилителя напряжения, усилителя мощности, цепи отрицательной обратной связи, силового трансформатора и выпрямителя.

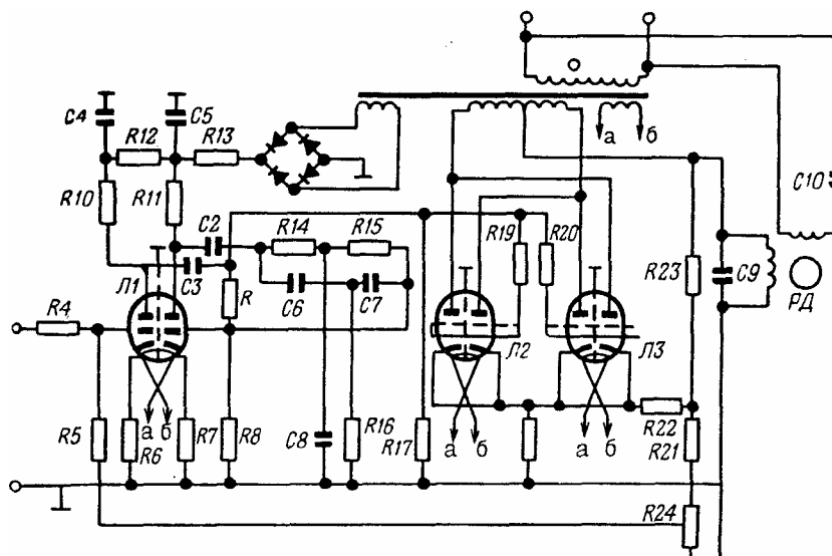


Рис. 15. Принципиальная схема электронного нуля-усилителя

Двухкаскадный усилитель напряжения $L1$ собран на лампе $6H2P$. Между сеткой и анодом правой лампы включен двойной Т-образный фильтр ($C6, C7, C8, R14, R16$), настроенный на рабочую частоту и создающий отрицательную обратную связь на частотах, отличных от рабочей.

Питание усилителя напряжения осуществляется через двухполупериодный выпрямитель D , выполненный на четырех селеновых диодах. На входе выпрямителя для сглаживания пульсаций подключен П-образный фильтр ($R12, R13, C4, C5$). Усилитель мощности $L2, L3$ собран на лампах $6H1P$, включенных параллельно.

Питание усилителя мощности осуществляется переменным током от одной из обмоток силового трансформатора. Фазы напряжения на анодах ламп $L2$ и $L3$ противоположны.

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

Сопротивления $R18, R22$ и $R23$, совместно с включенными параллельно управляющей обмоткой двигателя $PД$ и емкостью $C9$, образуют мост, с диагонали которого снимается переменное напряжение, пропорциональное частоте вращения двигателя.

Переменное сопротивление $R24$ позволяет подбирать величину обратной связи по скорости отработки 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 $ППП$ установлены асинхронные двухфазные двигатели $РД-09А$, с понижающим редуктором, обеспечивающим прохождение стрелкой прибора всей шкалы за 3 с. В приборах $ППП$ основной модификации применены индукционные потенциометры $ИП11$.

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

применен индукционный потенциометр ИП12.

Показывающий и регистрирующий прибор ПРП1 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 разрыве неподвижного конца каната талевого 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-брызгозащищённое
Размеры вторичного прибора, мм.....	460x400x210

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

Таблица2.

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 породоразрушающий 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 $MП$ 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
словия 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	
датчика давления, %	100
Виброустойчивость	
при ускорении	для частот от 5 до 80 Гц до 15 м/с ²
Исполнение измерителя	пыле-брызгозащищённое
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 к 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 в 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.

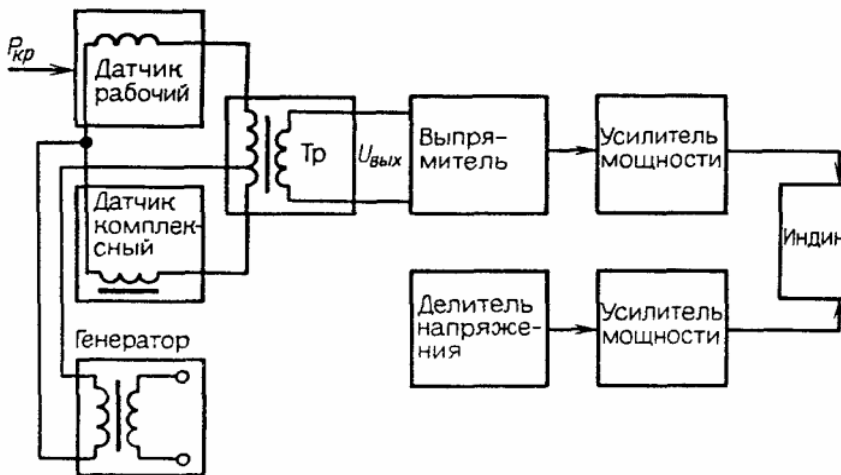


Рис.16. Функциональная схема измерителя осевой нагрузки

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 и I_2 при условии $W_1 = W_2$ 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:

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

где P_H - 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 $P_H = 0$. По мере передачи части веса бурильной колонны на забой $P_{\text{кр}}$ постепенно уменьшается и на индикаторе появляется показание, соответствующее осевой нагрузке P_H .

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.

2.3. 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) $n\omega = 0, P_H = \text{const}$; 2) $n\omega = 0, P_H \neq \text{const}$; 3) $n\omega \neq 0, P_H \neq \text{const}$; 4) $n\omega \neq 0, P_H = \text{const}$,

где $n\omega$ - частота вращения лебедки станка; P_H - 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 и 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:

$$V_{\text{пи}} = V_{\text{в}} - (L/ES)(dP_{\text{н}}/dt),$$

где $V_{\text{пи}}$ - скорость углубления породоразрушающего инструмента; $V_{\text{в}}$ - 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 $P_{\text{н}}$, 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:

$$U_p - U_k = U_2;$$

$$U_2 K_1 K_{\text{дв}} K_{\text{п}} / (TP + 1) P = U_k.$$

где K_1 - коэффициент усиления усилителя; $K_{\text{дв}}$ - зависимость между напряжением на обмотке управления двигателя и его частотой вращения; $K_{\text{п}}$ - коэффициент редукции; T - постоянная времени реверсивного двигателя; $P = dP/dt$ - оператор дифференцирования.

Из приведённых уравнений получаем, что

$$U_2 = (TP + 1) P U_p / (T^2 P + P + K_1 K_{\text{дв}} K_{\text{п}})$$

При соблюдении условия $TP > 1$ имеем

$$T^2 P + P < K_1 K_2 K_{\text{р}}$$

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

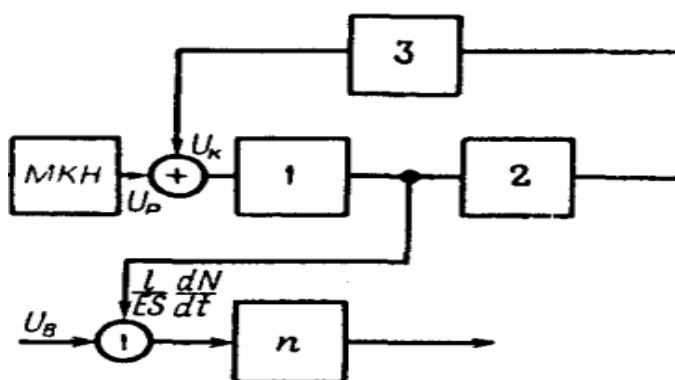


Рис. 17. Структурная схема измерителя ИСП

Техническая характеристика ИСП

Верхние пределы измерения, м/ч	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) ÷ (+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
Исполнение прибора		пыле-брызгозащищённое
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 вращение 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.

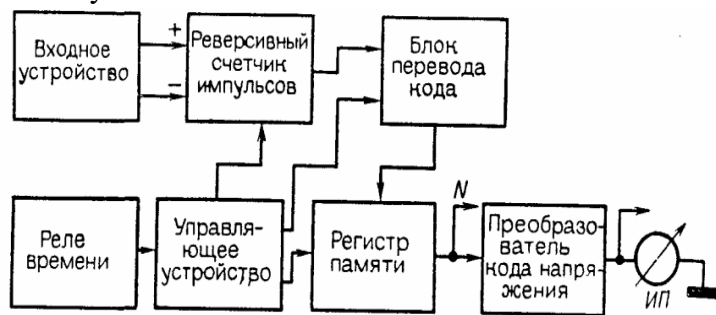


Рис. 18. Функциональная схема измерителя скорости бурения

Время усреднения задается специальным реле, которое через строго определенные 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 промывочной жидкости. Измеритель можно применять при бурении скважин глубиной до 1000 метров.

2.4. ИЗМЕРИТЕЛЬ И АВТОМАТИЧЕСКИЙ ОГРАНИЧИТЕЛЬ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА ОМ 40

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 гидроподачей); 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.....	±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)÷(+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.

2.5. 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 – 40⁰ 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.

Расходомер промывочной жидкости является электрическим прибором, имеющим датчик расхода и пульт с указателем.

Датчик расхода, рис.19,-ротаметрического 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 с конической расточкой 2, а также поплавков и шток омываются промывочной жидкостью, обладающей большой абразивностью. В то же время износ у этих деталей может повлечь за собой нарушение градуировки прибора. Поэтому поплавков, 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 R_1 и R_2 , одно из которых является регулируемым, служат для калибровки сигнала, поступающего с измерительной обмотки $ИО$ на микроамперметр mA . Полупроводниковый диод D преобразует переменный ток в постоянный, пульсации которого сглаживает конденсатор C 1. Трансформатор T_p служит для понижения и стабилизации напряжения на обмотке возбуждения датчика.

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

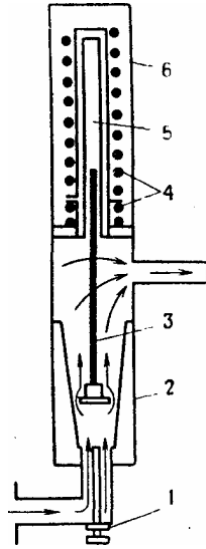


Рис19. Датчик расхода жидкости прибора ЭР (ЭРМ)

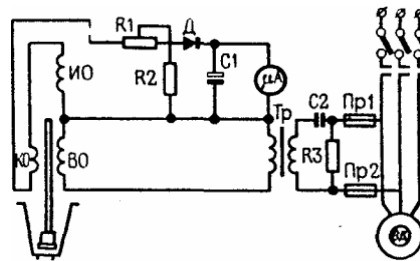


Рис. 20. Принципиальная электрическая схема измерения расхода промывочной жидкости прибором ЭР (ЭРМ)

Шкала расходомера ЭР (ЭРМ) для удобства измерения малых расходов жидкости при достаточно широком рабочем интервале растянута в начале и сжата в конце. Это достигнуто специальным выполнением измерительной обмотки, а также подбором конической расточки 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
пульты ..	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 строенного эмиттерного повторителя на триодах *ПП1*, *ПП2*, *ПП3*, который обеспечивает согласование датчика с усилителем напряжения. Питание эмиттерного повторителя 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 *R14*. 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 к образцу 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 фона 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*.

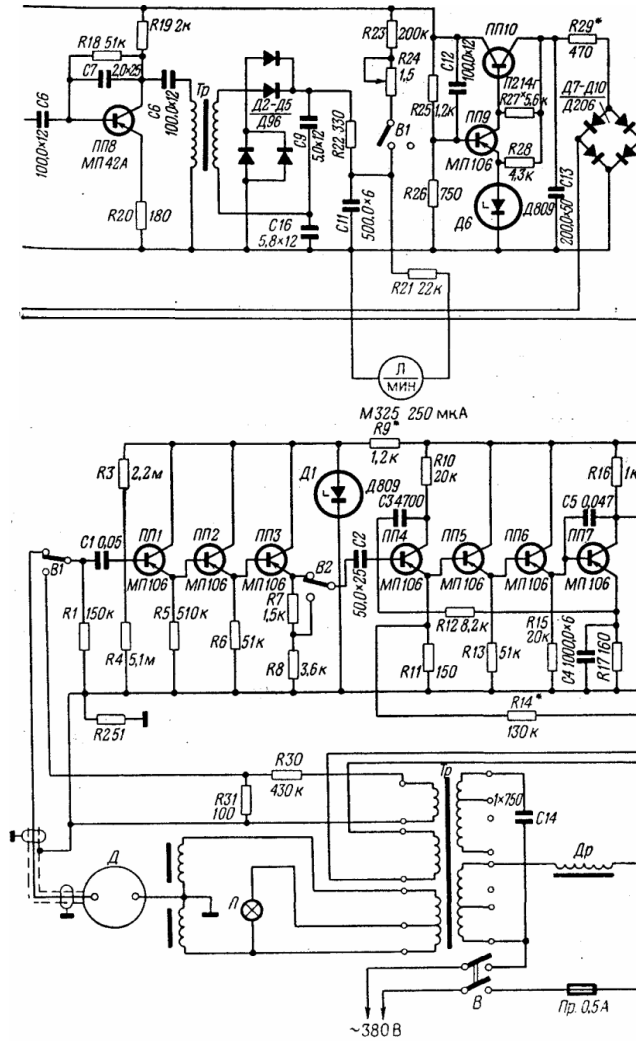


Рис. 21. Принципиальная схема расходомера ЭМР-2

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 R1 измерительного усилителя. Это позволило свести погрешность от изменения электропроводности промывочной жидкости до 2,5% в диапазоне от 10^{-5} до 10^{-1} сим · см⁻¹.

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

Техническая характеристика ЭМР2

Верхние пределы измерения, л/мин.....	150и300;500и1000
(для датчиков ДР20А, ДР40А, ДР60А)	2500 и 5000
Допускаемое рабочее давление, МПа....	10
Основная погрешность, % не более	± 2,5
Номинальное напряжение питания, В	380
Номинальная частота тока питания, Гц	50

Потребляемая мощность, ВА	не более 40
Проводимость контролируемой среды, <i>сим.</i> см ⁻¹ ...	10 ⁻⁵ ÷ 10 ⁻¹
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
Вибростойчивость	для частот от 5 до 80 Гц и ускорении до 15 м/с ²
Исполнение прибора.....	пыле-брызгозащищённое
Габариты, мм 322x250x24	
Масса вторичного прибора, кг	12

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 импульсивные 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.

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.

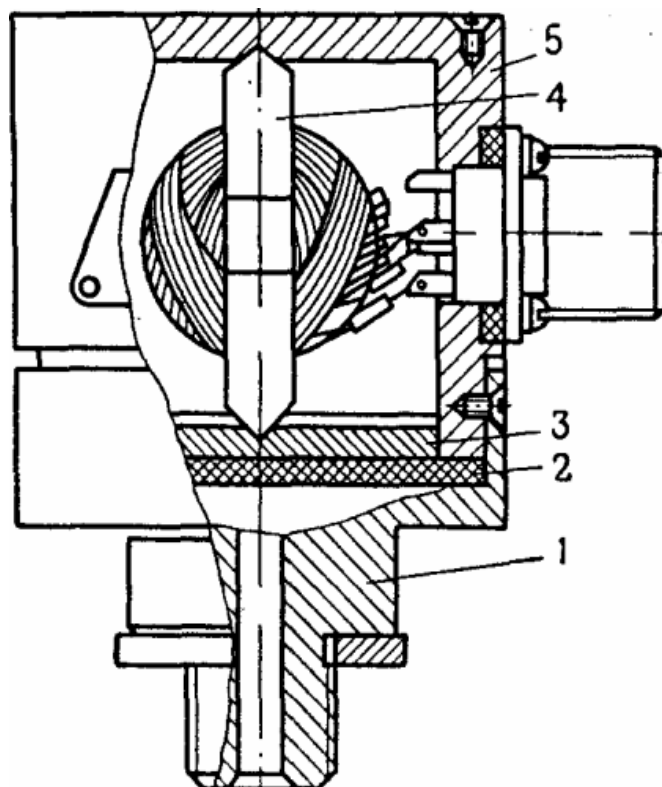


Рис.22. Датчик давления с магнитоупругим чувствительным элементом

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.

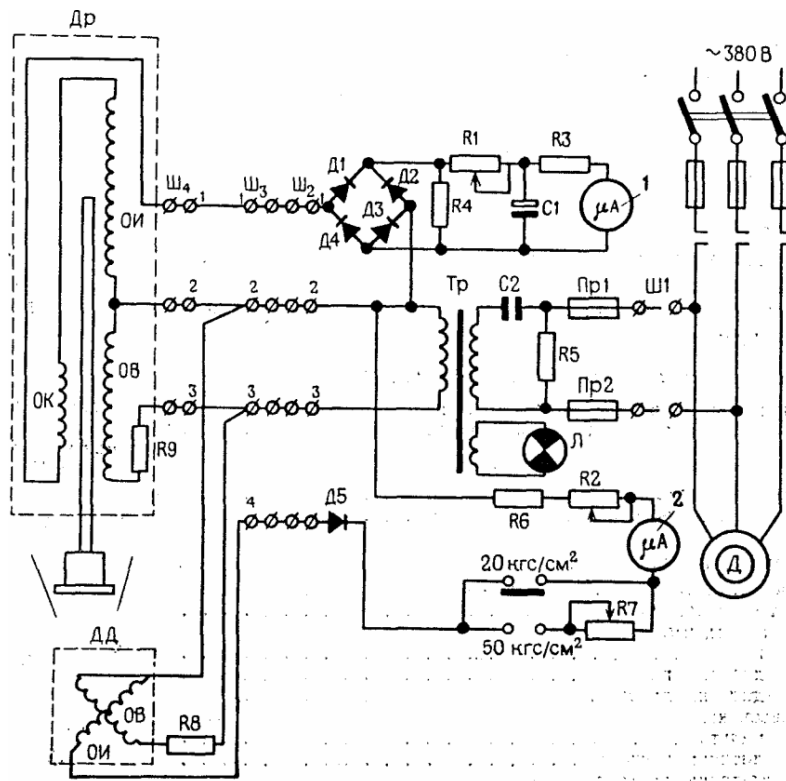


Рис.23. Принципиальная электрическая схема прибора ЭРМ-5:

ДР – датчик расхода; Д - датчик давления; R1, R2 - сопротивления; C1, C2- 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 ±10%
	70 -250 ±15%
Диапазон измерения давления, МПа	0, 2-2,0 или 0,2-5,0
Точность измерения давления, МПа.....	до 2,0 ±1,2
	2,0 -5,0 ±3,0
Напряжение питания, В	380 ±10%
Частота питающего напряжения, Гц	50
Потребляемая мощность, Вт	25
Габариты , мм:	
пульты.....	190x190x300
датчика расхода.....	73x27x150
давления датчика	69x93x106
Масса, кг :	
пульты.....	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 скоростного напора промывочной жидкости в электрическое напряжение. При этом нарушается

равновесие магнитных потоков в обмотках катушек, расположенных на крайних стержнях датчика и соединённых по дифференциально-трансформаторной схеме. Обмотки возбуждения питаются переменным током 36 В, 50 Гц. Действие расходомера подробно описано в [12].

2.6. 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.

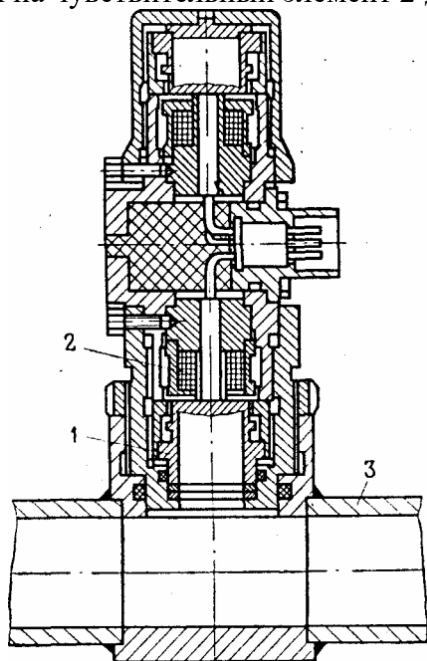


Рис.24. Датчик давления промывочной жидкости ДДП

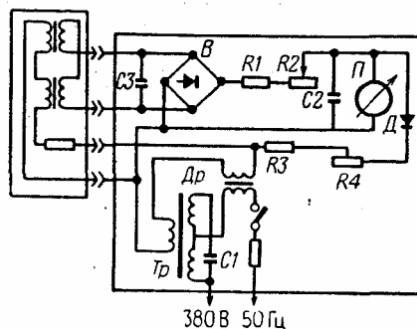


Рис. 25. Принципиальная схема измерителя МИД1

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 *C2* позволяет увеличить постоянную времени прибора и тем самым обеспечить удобство отсчета при пульсациях контролируемого давления.

Техническая характеристика МИД1 и МИД2

Верхние пределы измерения, МПа.....	5,0 и 10,0
Основная погрешность, % . . .	не более ±4,0
Номинальное напряжение питания, В	
МИД1	380
МИД1А	36
Номинальная частота тока питания, Гц	50

Потребляемая мощность, ВА		
МИД1	не более 15	
МИД1А		не более 1,0
Условия эксплуатации:		
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, % ...	± 1	
Виброустойчивость.....	до 80 Гц	
	и ускорении до 15 м/с ²	
Исполнение прибора.....		пыле-брызгозащищённое
Габариты вторичного прибора, мм		140x170x250

2.7. 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.

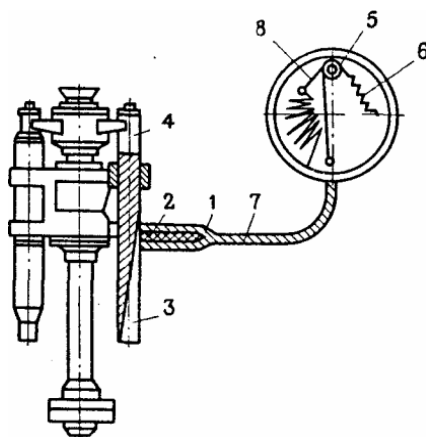


Рис. 26. Регистратор проходки САИГИМС

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.

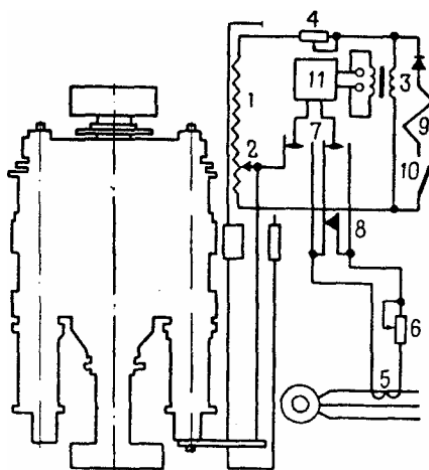


Рис.27.Принципиальная схема бурового регистратора БР-3

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

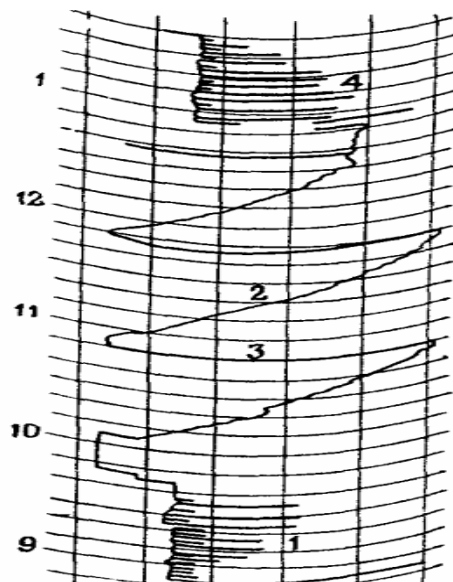


Рис. 28. Кривые записи рейсовых показателей бурения регистратором БР-3

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	
пульта с кронштейнами	785x315x80
датчика проходки	710x280x120
трансформатора тока	10xX90x80
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.

Самопишущий ваттметр Н-395 .

На буровых установках *ваттметр 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.

2.8. СРЕДСТВА КОМПЛЕКСНОГО КОНТРОЛЯ РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ

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

Контрольно-измерительная аппаратура «К.урс-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 промывки, 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 достижения 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 предусмотрено 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, в 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 с сигналом компенсатора фиксируется на показывающем приборе.



Рис.29. Пульт 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
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	700x650x300	810x650x300	810x650x300
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		

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

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.

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 породоразрушающий 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	3 и 15
	5 и 25	
крутящий момент, Н-м	1500 и 3000	1500
	или 2000 и 4000	

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	1587xX787x608 Масса,
кг.....	70

2.9. 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. 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 показания предусмотрена на специальной бумаге с помощью корундовых перьев.

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; 200и 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
температураокружающеювоздуха, °С.....	(-30)±(+50)
допустимая влажность воздуха, %	до 95
Виброустойчивость	для частоте 5-80Гц, до 15 м/сек ²
Исполнение прибора	пыле-брызгозащищённое
Габариты, мм	
СК2	400 x 420 x 270
СК4 и СК6	660 x 420 x 270

2.10. 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 потреб-ления

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	380
Частота тока, Гц	50

3. ОПЕРАТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ

Из многих технологических ситуаций, возникающих при углубке скважины, следует выделять 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 скважине или при сбоях в работе механизма подачи. Фактическая осевая нагрузка изменяется после пврекращения 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, отражённых на диаграмме, рис. 31. При осуществлении подачи бурового снаряда бурильщик должен соблюдать необходимый стабильный уровень мощности и механической скорости бурения.

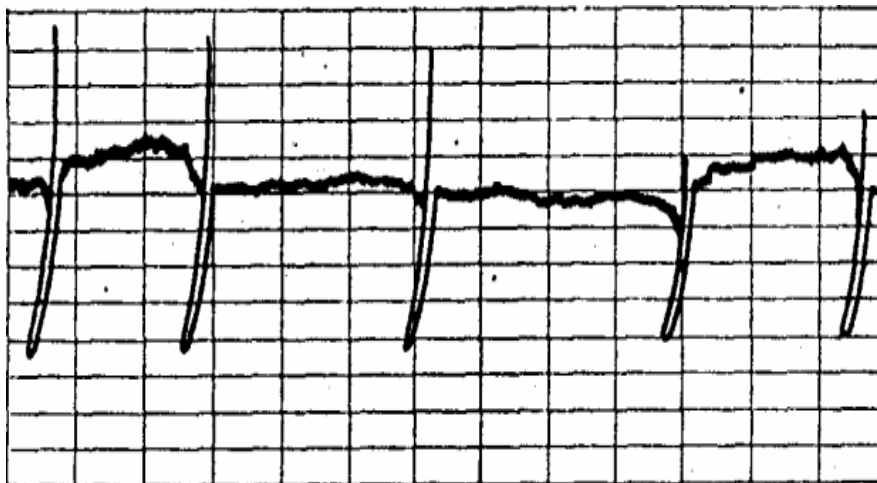


Рис. 31. Различные уровни мощности и механической скорости, характеризующие изменения осевой нагрузки на алмазную коронку

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.

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.

Прижог коронки может возникнуть: при постановке коронки в осевший на забое шлам в начале рейса; при бурении после спуска снаряда, когда еще не выдавлен жидкостью столб воздуха из бурильных 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.

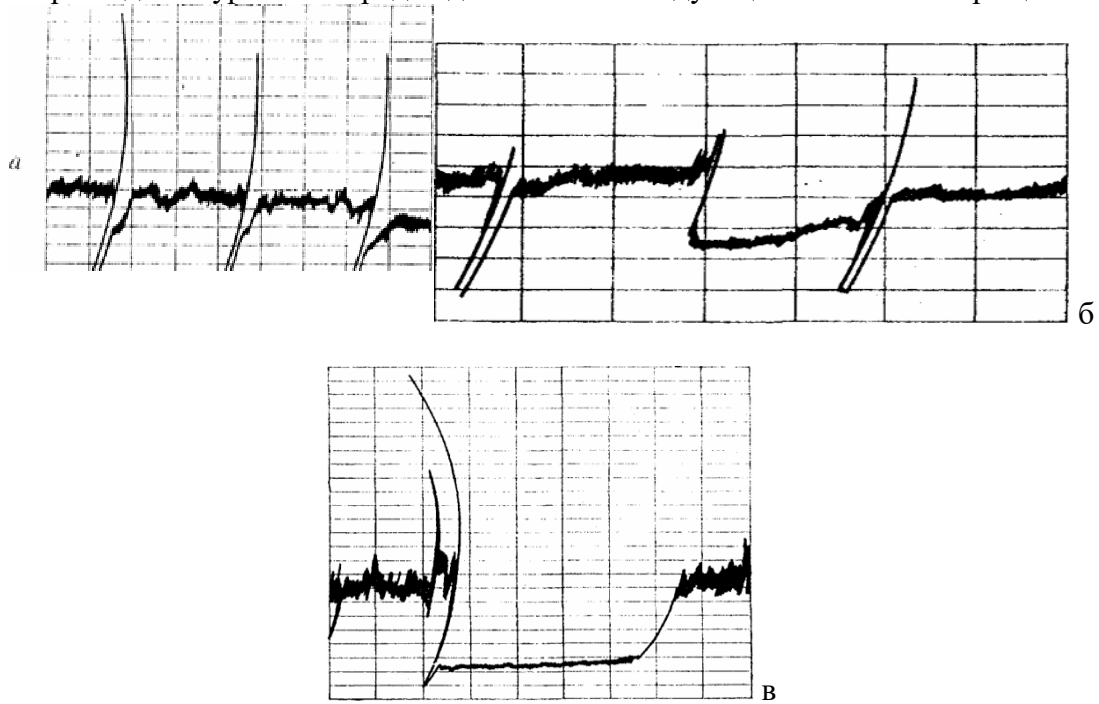


Рис. 32. Зависание бурового снаряда:
 а — кратковременное (в конце хода шпинделя); б — длительное (в конце хода шпинделя); в — на страховочном канате

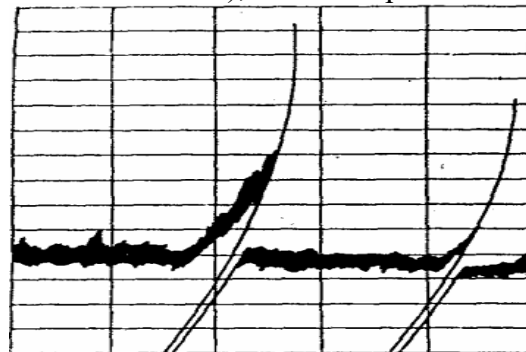


Рис.33. Повышенный уровень мощности после перекрепления шпинделя, характеризующий избыточную осевую нагрузку на инструмент



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

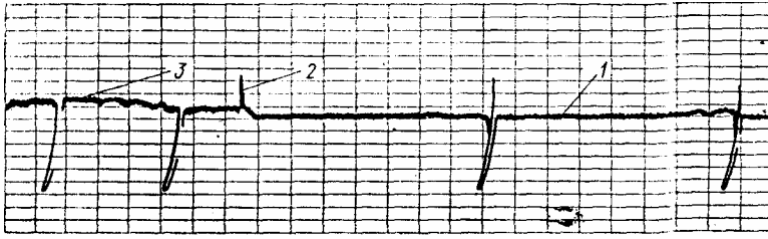


Рис. 35. Заполировка алмазной коронки (1) с последующей заточкой (2) и выходом на нормальный режим бурения (3)

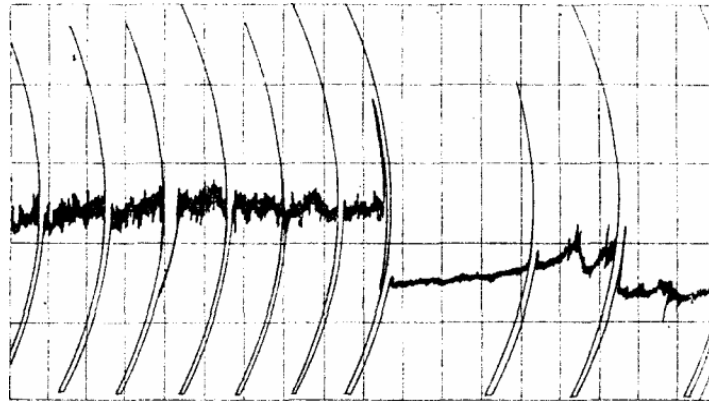


Рис. 36. Нестабильный характер мощности при интенсивном износе алмазной коронки

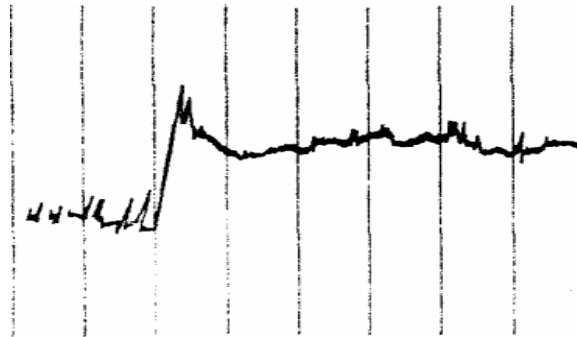


Рис. 37. Увеличение мощности при прижоге коронки

Контроль работы колонны бурильных труб.

Вибрация бурового снаряда, как правило, отрицательно влияет на процесс бурения. Диаграммы затрат мощности - источник информации об интенсивности вибраций бурильных 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 бурильной 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 бурильной колонны по электромагнитным сигналам, возникающим в скважине в процессе бурения [4].

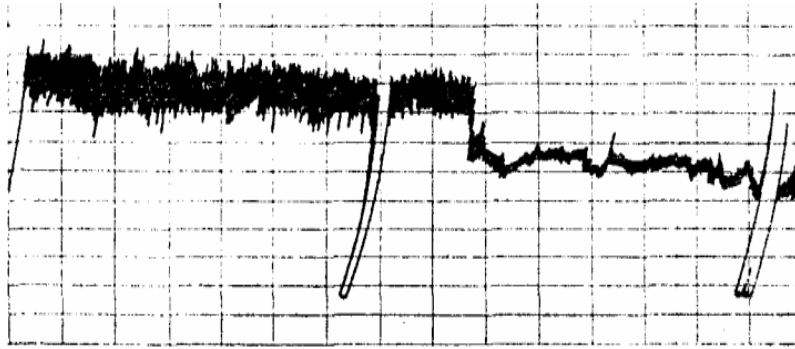


Рис. 38. Увеличение амплитуды мощности при колебаниях бурового снаряда

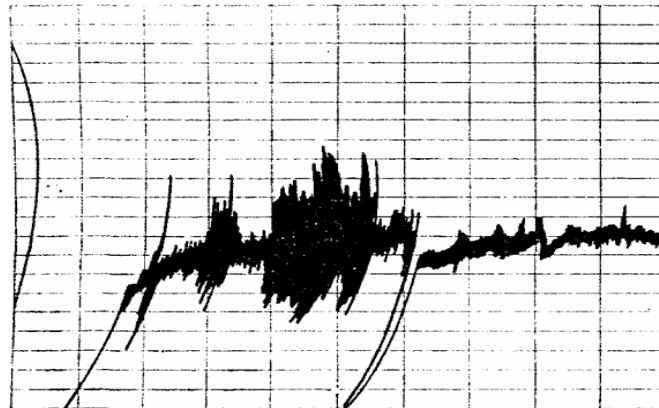


Рис 39. Увеличение амплитуды мощности при резонансных колебаниях бурового снаряда

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 *сальникообразования* - накопления в отдельных местах бурового снаряда слоя отработанной и обогащенной шламом 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 нерегулируемой производительностью характерной является ситуация изменения расхода промывочной жидкости в течение рейса в зависимости от гидравлических сопротивлений в скважине. Ситуацию контролируют с помощью расходомера.

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.

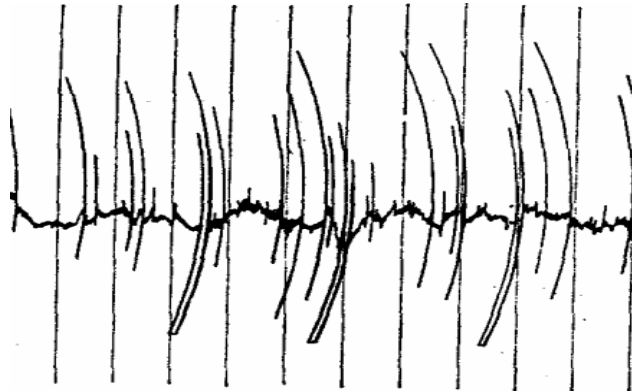


Рис.40. Нестабильный характер потребляемой мощности при бурении трещиноватых пород

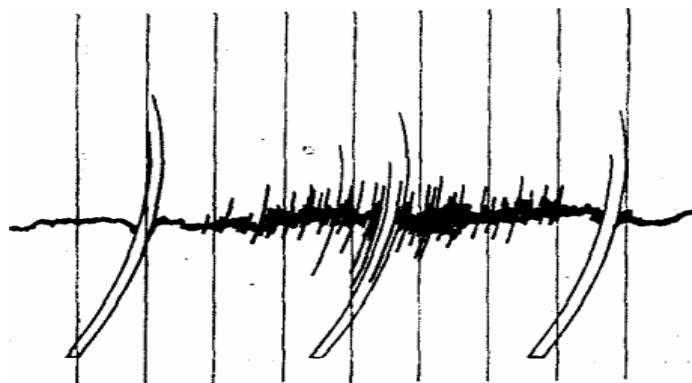


Рис.41. Нестабильный характер мощности, вызванный прихватом бурового снаряда

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 останова прибора (отключения электроэнергии) указывается время простоя агрегата. Для обеспечения полного обзора записанных диаграмм целесообразно переконструировать каретку лентопротяжного 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 обрабатываемый породоразрушающий инструмент.

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

4. КОМПЬЮТЕРНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ В БУРЕНИИ

4.1. 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 керновыми образцами. Такая возможность позволяет получить более детальный анализ; в дополнение 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 колонковым бурением, 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 барабан, .м 30 (=3000 м бурения);
- температура окружающей среды, °С (-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-и 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 чёткость интерпретации данных.

4.2. 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 ис-полнителей. 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: про-ектирование геолого-технического наряда; выбор оборудования, построение трассы скважины по фактическим замерам; отчетность по балансу рабочего времени и произво-дительности бурения, краткую геологическую характеристику проходимых пород; тех-нико-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 послыоное 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].

4.2.1. 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/ХТ/АТ 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 бурильных 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 «.dbf»;
- создание паспорта бригады или другого потребителя;
- каждый раздел вышеперечисленных функций имеет свой сервис, поясняющий правила работы с пакетом.

4.2.2. 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 (ОКГ). 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 бурильных 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 корректный 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 обработке 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 учётный 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 учётом 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 проходимых 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 шифра, 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 коронка-ми, П - пневмоударное, ССК -комплексом ССК, КССК - комплексом КССК).

3. Диаметр конечного бурения, мм.

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

5. Глубина спуска (м), и в скобках,- диаметр (мм) и тип обсадной колонны (Н-ниппель-ная, 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. Забутованный 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 горных 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.

4.3. ПАКЕТ ПРОГРАММ «ИИФО-СКВАЖННА»

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 5Мб.

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 подсказет, 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 забуривания 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 порейсовый 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 замкренному 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 ДОС. Предупреждение: если не загружается меню "Отображение трассы скважины" – недостаточно объёма памяти - перезагрузите 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. Рекомендуются при перезаписи дать ему командой ДОС 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 операции 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. приемов работы с текстовыми редакторами. Необходимые подсказки привязаны к тексту или вызываются клавишей <F1>. 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, приведённые 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) представляет пользователю возможность выбора вида работ в соответствии с меню.

- Первый пункт меню загружает сформированный на ГМД файл данных с именем I,....,Sc, 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 средневзвешенные 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 ото-

бражения на экране.

- Следующий пункт меню позволяет просмотреть, вид функции 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 средневзвешенные 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 директорий, где находится основная программа ARM.PRG 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.PRG 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 особенности 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 выветившегося меню выбираем строку автоматической записи данных в соответствующую базу данных.

4. Просматриваем графическую информацию, для чего вводим номер файла с расширением \$c, 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 $V_{\text{мех}}$, 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 бурильщика.

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.

5. 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_j , 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 (ΔU_{vp}),

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" (астатические 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; Geophysicalexploration company & Polservice (Польша) - измерители удельной теплоемкости, плотности, удельного электрического сопротивления, магнитной восприимчивости.

Таким образом, наибольшее число аппаратурных 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 4×10^{-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 астатические магнитометры, а для слабомагнитных пород- рокгенераторы. 4. Диапазон измерения магнитных моментов для астатических магнитометров - от 1.5×10^{-7} до 6×10^{-3} А х 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-плотнометры, радиоактивный метод – измерение поглощения проходящего через образец потока гамма квантов.

6. 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 каждодневный 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 поверок и капитальных ремонтов приборов.

РЕКОМЕНДАТЕЛЬНЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Айрапетов В.А.* Контроль параметров процесса бурения/ В.А.Айрапетов, В.Р.Андрианов и др. - М.: Недра, 1973. 128 с.
2. *Бродов Г.С.* Технологические измерения и автоматизация процесса бурения/ Г.С.Бродов, И.Г.Шелковников, Э.К.Егоров. Учебное пособие. СПГГИ, СПб, 2004. 105 с.
3. *Бродов Г.С.* Забойный сигнализатор/ Г.С.Бродов, В.С.Сбитнев, А.В.Митрофанов, З.В.Баюнчикова - Авт. свид. № 296453. Б.И., 4, 1971.
4. *Бродов Г.С.* Определение фактической осевой нагрузки на забое скважины. В сб.: Методика и техника разведки, № 83. Л., ВИТР, 1973, с. 27-31.
5. *Бродов Г.С.* Контроль и оптимизация режима работы бурильной колонны/ Г.С.Бродов, А.В.Митрофанов - В сб.: Методика и техника разведки, № 118. ВИТР, Л., 1977. –с.17-19.
6. *Демихов В.И.* Средства измерения параметров бурения скважин. Справочное пособие. М.: Недра, 1990. 269 с.
7. Инструктивные указания по алмазному бурению геологоразведочных скважин на твёрдые полезные ископаемые. ВИТР, Л.: 1987. 247 с.
8. *Козловский Е.А.* Оптимизация процесса разведочного бурения. М.:Недра, 1975. 303 с.
9. *Козловский Е.А.* Автоматизация процесса геологоразведочного бурения/ Е.А.Козловский, Р.Х.Гафиятуллин - М.: Недра, 1977. 215 с.
10. Каталог геологоразведочной и геофизической аппаратуры, оборудования и снаряжения. СПб.: «WELKOME», 2000. 207с.
11. *Мальцев А.В.* Приборы и средства контроля процессов бурения. Справочное пособие/ А.В.Мальцев, Л.М.Дюков - М.: Недра, 1989. 253 с.
12. *Сбитнев В.С.* Радиолиния буровой скважины. Гос. Свидетельство о приоритете научной работы №34663, Ком. по делам открытий и изобретений при Совмине СССР/ В.С.Сбитнев, Г.И.Циколин, Г.С.Бродов и др. - 1963.
13. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин. Т.1. М.: Недра, 1984. 512 с.
14. *Сулакшин С.С.* Контрольно-измерительные приборы при бурении скважин. М.,ВИЭМС, 1979. 87с.
15. Технология бурения скважин гидрофицированными буровыми агрегатами АБ-2 и АБ-5 (инструктивные указания). ВИТР, СПб, 1998. 173 с.
16. *Чистяков В.К.* Оптимизация и автоматизация процессов разведочного бурения. Учеб. Пособие/ В.К.Чистяков, И.Г.Шелковников - Ленинградский горный ин-т. Л., 1990. 102 с.