

УНИВЕРСИТЕТЫ РОССИИ

В. Г. Храменков

# АВТОМАТИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ БУРЕНИЯ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН



НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ

 **Юрайт**  
ИЗДАТЕЛЬСТВО

[biblio-online.ru](http://biblio-online.ru)



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

**В.Г. Храменков**

# **АВТОМАТИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ**

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ  
БУРЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ**

*Рекомендовано в качестве учебного пособия Редакционно-издательским  
советом Томского политехнического университета*

**Москва ■ Юрайт ■ 2016**

УДК 622.242(075.8)  
ББК 33.132. я 73  
Х90

**Храменков В.Г.**  
**Х90**      **Автоматизация управления технологическими процессами бурения нефтегазовых скважин: учебное пособие / В.Г. Храменков.**  
- М: Изд-во «Юрайт», 2016. – 415 с.

**ISBN 978-5-9916-8375-5**

В пособии приводятся основные понятия из теории автоматического регулирования; рассматриваются элементы аппаратуры и средства автоматики, буровая контрольно-измерительная аппаратура (БКИА), буровые автоматические системы. Подчеркивается теснейшая связь БКИА и автоматики с техникой и технологией бурения. Намечаются перспективы развития «классических» буровых систем и компьютеризации основного бурового процесса.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению 13100 «Нефтегазовое дело» очной и заочной форм обучения.

**УДК 622.242(075.8)**  
**ББК 33.132я73**

*Рецензенты*

Доктор технических наук, профессор  
генеральный директор ОАО «Тульское НИГП»

*В.И. Власюк*

Заместитель директора по бурению ТФ ЗАО «ССК»  
*М.П. Пьявко*

**ISBN 978-5-9916-8375-5**

© Москва, изд-во «Юрайт», 2016  
© Храменков В.Г., 2016

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Прогресс и высокие показатели при сооружении скважин во многом зависят от оперативного контроля и организации, применения контрольно-измерительной аппаратуры, внедрения средств автоматики. Применение аппаратуры и средств автоматики обеспечивает безаварийность работ, улучшает технико-экономические показатели, требует повышения технической грамотности обслуживающего персонала, влечет за собой повышение культуры производства.

Создание аппаратуры и средств автоматики в силу специфических особенностей сооружения скважин является очень сложной задачей.

Повысить точность аппаратуры возможно, используя сложные алгоритмы, включающие несколько косвенных параметров для определения действительного значения забойного параметра. Однако разработка таких алгоритмов требует еще своего решения.

Многолетний опыт эксплуатации контрольно-измерительной аппаратуры, возросшие требования к повышению точности измерений, расширению ее функциональных возможностей в связи с внедрением систем управления процессом бурения выявили необходимость совершенствования аппаратуры.

Автоматизация технологических процессов на основе современной техники должна обеспечить интенсификацию производства, повышение качества и снижение себестоимости продукции.

Эти резервы заключаются, прежде всего, в оптимизации и автоматизации оперативного управления процессом бурения скважин и в совершенствовании организации работ.

Теоретические исследования в области модернизации управления процессом бурения и его оптимизации получили новые возможности практической реализации с появлением управляющей микропроцессорной техники и созданием на ее основе систем автоматизированного управления.

---

---

# **1. ОСНОВЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ**

## **1.1. Основные понятия и определения теории автоматического регулирования. Классификация систем**

Технический процесс характеризуется совокупностью данных, величин, показателей. Совокупность операций для пуска, остановки процесса, поддержания постоянства показателей процесса или изменения их по заданному закону называется управлением.

Поддержание показателей на заданном уровне или изменение их по заданному закону называется регулированием, т. е. регулирование – это часть управления. И если эти процессы управления осуществляются без участия человека (оператора), то они называются автоматическими.

Устройство, осуществляющее технологический процесс, показателями которого нужно управлять или регулировать, называется объектом управления, или управляемым объектом. Объектами управления могут быть буровой насос, буровой станок, привод бурового станка и т. д. или отдельные их узлы, выполняющие те или иные операции технологического процесса, например лебедка бурового станка.

Техническое устройство, осуществляющее управление в соответствии с программой (алгоритмом), называется автоматическим управляющим устройством (автоматическим регулятором).

Совокупность объекта управления и управляющего устройства называется системой автоматического управления.

Для восприятия работы буровых автоматических систем основным является рассмотрение операций автоматического регулирования, т. е. тех операций, которые относятся к поддержанию или изменению показателей технологического процесса бурения. В связи с этим буровые автоматические системы называются установившимися в литературе и практике терминами – буровые автоматические регуляторы (БАР), автоматический стабилизатор крутящего момента на вращателе бурового станка, стабилизатор осевой нагрузки и т. п.

Всякий процесс регулирования может вестись без контроля результата – регулирование по разомкнутому циклу или с контролем результата – регулирование по замкнутому циклу.

Примером регулирования по разомкнутому циклу без контроля результата может служить стабилизация подачи промывочной жидкости  $Q$  при работе поршневого насоса на полную производительность при

включении соответствующей скорости коробки перемены передач (нерегулируемый привод и нет сброса промывочной жидкости). Здесь при значительных (не аварийных) изменениях характеристики гидравлического тракта (по причине зашламования забойной части, вывалов кусочков породы со стенок скважины и т. п.) расход промывочной жидкости остается неизменным.

Регулирование по разомкнутому циклу применяется значительно реже, чем регулирование по замкнутому циклу, в силу нестабильности характеристик элементов, подверженных различного рода возмущениям. В приведенном примере это может быть изменение коэффициента заполнения цилиндров насоса по причине изменения параметров промывочной жидкости или всасывающего тракта.

Пример замкнутой системы ручного регулирования угловой скорости вращения вала  $\omega$  электрического двигателя приведен на рис. 1.1.

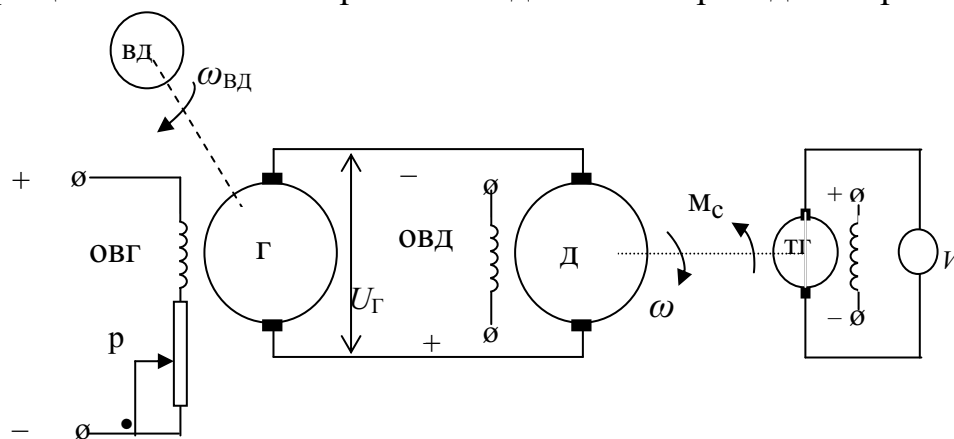


Рис. 1.1. Электрическая схема ручного регулирования угловой скорости вращения вала двигателя: Г – генератор; ОВГ – обмотка возбуждения генератора; ВД – вспомогательный двигатель; Д – двигатель; ОВД – обмотка возбуждения двигателя; ТГ – тахогенератор; V – вольтметр; P – реостат

Угловая скорость вращения вала  $\omega$  электрического двигателя Д является функцией напряжения на клеммах генератора  $U_G$ , которое при постоянной частоте оборотов якоря (якорь вращается вспомогательным двигателем ВД,  $\omega_{ВД} = \text{const}$ ) определяется током в обмотке возбуждения ОВГ генератора Г. Для регулирования или поддержания постоянной угловой скорости вращения вала  $\omega$  электрического двигателя Д оператор следит за показаниями вольтметра V, проградуированного в размерностях частоты оборотов, и, меняя вручную с помощью реостата P ток  $I_{ОВГ}$  в обмотке возбуждения генератора Г, добивается требуемого значения частоты оборотов вала электрического двигателя Д.

Рассмотренная система ручного регулирования обладает существенными недостатками: малая точность регулирования и нежелательное наличие оператора. Кроме того, действует ряд возмущающих воздействий: меняющийся момент на валу двигателя  $M_C$ , изменение температуры среды, износ щеток электрических машин и т. д., отсюда неточность системы регулирования.

### **1.1.1. Принципы регулирования**

При работе системы на нее воздействуют внешние факторы (возмущающие воздействия). Учитывать каждое возмущающее воздействие – значит ставить соответствующий датчик на каждое возмущение, что не всегда выполнимо. Выход может быть таким: измеряется отклонение регулируемой величины от заданного значения (ставится один датчик) и по измеренному отклонению вводится поправка (в прошлом примере – рис. 1.1) изменением положения движка реостата  $P$ .

На рис. 1.2 приведена схема автоматического регулирования (стабилизации) частоты оборотов вала двигателя с использованием одного датчика (тахогенератора ТГ) контроля отклонения частоты оборотов от заданного значения.

Данная схема является преобразованием схемы ручного регулирования (рис. 1.1). Оператор заменен электрической системой контроля и системой воздействия на движок реостата  $P$ . В схему введены потенциометры  $P_1$  и  $P_2$ , электронный усилитель ЭУ, реверсивный двигатель РД и редуктор Ред, механически связанный с движком реостата  $P$ .

Элементы системы (рис. 1.2):

- объект регулирования – двигатель  $D$ , все остальные элементы входят в регулятор системы;
- показатель процесса регулирования – угловая скорость вращения вала двигателя  $\omega$  (частота оборотов вала двигателя  $n$ ); для системы в целом  $\omega$  называется регулируемой величиной, которая может быть постоянной или изменяться по какому-либо закону;
- регулирующий орган – якорная цепь двигателя – содержит объект, изменяя положение или состояние которого, можно изменять регулируемую величину;
- регулирующее воздействие – напряжение в якорной цепи двигателя;
- задающая величина (воздействие) системы –  $U_{\text{зад}}$ , т. е. это такая величина, которая пропорциональна или функционально связана с регулируемой величиной и служит для изменения уровня последней; через  $U_{\text{зад}}$  задается конкретное значение  $\omega$ .

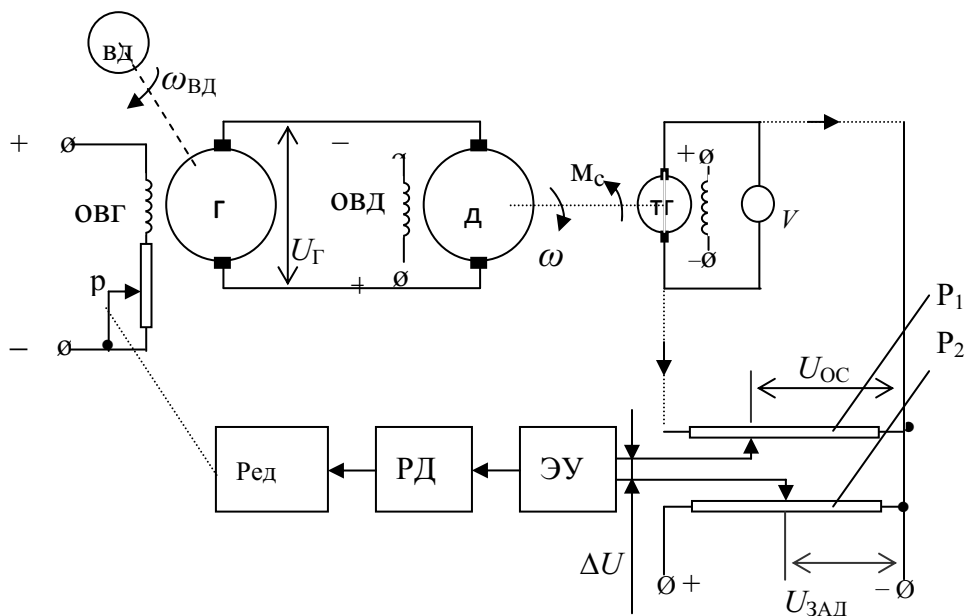


Рис. 1.2. Схема автоматической системы регулирования (стабилизации) угловой скорости вращения  $\omega$  вала приводного двигателя

При  $\Delta U = U_{\text{зад}} - U_{\text{Ос}} = 0$  имеет место состояние равновесия;  $U_{\text{Ос}}$  – напряжение обратной связи, пропорциональное регулируемой величине  $\omega$ . При изменении  $\omega$  (по причине изменения момента  $M_c$  сопротивления на валу двигателя или по другим причинам) изменяется вырабатываемое тахогенератором ТГ напряжение обратной связи  $U_{\text{Ос}}$ , нарушается равновесие ( $\Delta U \neq 0$ ), что приводит по цепочке ( $\text{ЭУ} \rightarrow \text{РД} \rightarrow \text{Ред} \rightarrow \text{Р} \rightarrow I_{\text{ОВГ}}$ ) к изменению вырабатываемого генератором напряжения  $U_{\text{Г}}$  и восстановлению значения угловой скорости  $\omega$ .

На рис. 1.3 показана упрощенная структурная схема системы, приведенной на рис. 1.2.

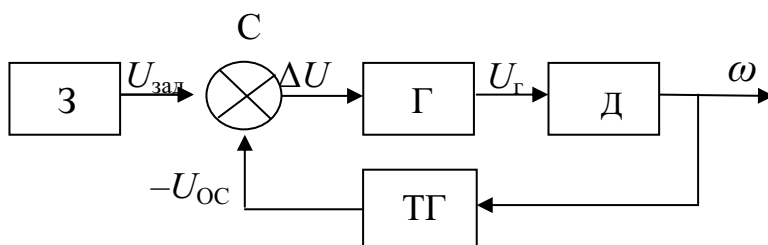


Рис. 1.3. Структурная схема автоматической системы регулирования (стабилизации) угловой скорости вращения  $\omega$  вала приводного двигателя:  
З – задатчик; С – сумматор; Г – генератор; Д – двигатель;  
ТГ – тахогенератор (звено обратной связи)



Второй пример регулирования по замкнутому циклу с контролем результата – расхода  $Q$  – показан на рис. 1.4. Расход  $Q$  контролируется датчиком расхода ДР. Задатчиком З устанавливается (через заданное напряжение  $U_{\text{зад}}$ ) требуемый расход  $Q$ . Частота оборотов  $n$  вала двигателя (следовательно, и расход  $Q$ ) постоянного тока с мягкой характеристикой определяется нагрузкой  $M_{\text{кр}}$  и напряжением  $U_{\text{г}}$ , которое зависит от значения  $\Delta U$ .  $\Delta U = U_{\text{зад}} - U_{\text{ос1}}$ , где  $U_{\text{ос1}}$  – напряжение на выходе датчика ( $U_{\text{д}}$ ), пропорциональное расходу  $Q$ , и называется напряжением обратной связи. И эта обратная связь в данном случае отрицательная: уменьшает значение  $U_{\text{зад}}$ . При отклонении (уменьшении или увеличении) по каким-либо причинам расхода  $Q$  от заданного значения изменяется и значение обратной связи  $U_{\text{ос1}}$ , что приводит к изменению частоты оборотов вала двигателя  $n$  и тем самым к восстановлению расхода  $Q$ .

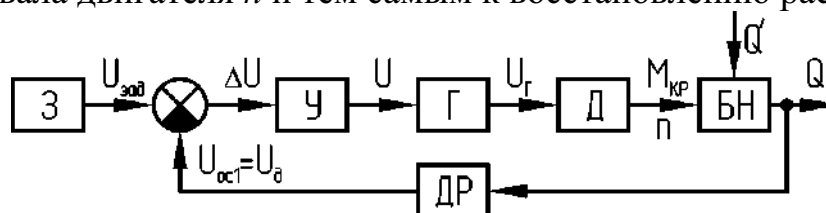


Рис. 1.4. Структурная схема автоматического регулятора (стабилизатора) расхода промывочной жидкости:

З – задатчик; У – усилитель; Г – генератор; Д – двигатель;

БН – буровой насос; ДР – датчик расхода (звено обратной связи);

$Q$  – производительность насоса (интенсивность промывки)

Принцип регулирования, который заложен в рассмотренных схемах, называется *принципом регулирования по отклонению*. Системы, выполненные по этому принципу, всегда содержат главную (передача сигнала с выхода системы на вход) отрицательную обратную связь, т. е. работают по замкнутому циклу.

*Системой автоматического регулирования по отклонению называется такая система, при работе которой измеряется отклонение регулируемой величины от заданного значения и в функции от значения отклонения вырабатывается такое регулирующее воздействие, которое сводит это отклонение к минимуму.*

Другим принципом регулирования, менее используемым в автоматических регуляторах, является *принцип регулирования по возмущению, принцип компенсации (компенсация возмущения)*.

На рис. 1.5 представлена схема генератора постоянного тока к пояснению принципа регулирования по возмущению (генератор работает на изменяющуюся нагрузку  $R_{\text{н}}$ ). Регулируемой величиной является напряжение  $U$ . ЭДС генератора пропорциональна потоку возбуждения  $\Phi_{\text{в}}$ :  $E_{\text{г}} = k \cdot \Phi_{\text{в}}$ .

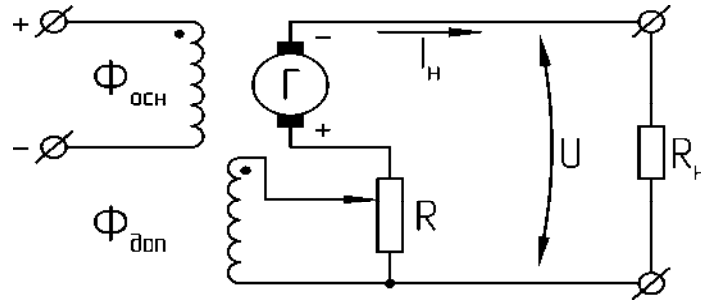


Рис. 1.5. Принципиальная схема регулятора, использующего принцип регулирования по возмущению

Считаем, что изменение напряжения на зажимах генератора обусловлено только внутренним сопротивлением якорной цепи:

$$U = E - I_H \cdot R_a, \quad (1.1)$$

$$E = U + I_H \cdot R_a = I_H \cdot R_n + I_H \cdot R_a = I_H(R_a + R_n), \quad (1.2)$$

где  $R_a$  – сопротивление цепи якоря;  $R_n$  – сопротивление нагрузки.

Необходимо, чтобы при изменении тока нагрузки  $I_H$  напряжение  $U = U_0 = \text{const}$ . Для этого должно быть выполнено условие  $E = U_0 + \Delta E = U_0 + I_H \cdot R_a = k(\Phi_{\text{во}} + \Delta\Phi_{\text{в}})$ , т. е.  $\Delta E$  изменяется за счет изменения потока возбуждения  $\Phi_{\text{в}}$ .  $U_0 = k \cdot \Phi_{\text{во}}$  и  $\Delta\Phi_{\text{в}} = (R_a / k) \cdot I_H = c \cdot I_H$ , т. е. изменение регулируемой величины  $\Delta\Phi$  должно быть пропорционально току нагрузки  $I_H$ . Это условие выполняется постановкой компаундной обмотки, дающей дополнительный поток возбуждения  $\Phi_{\text{доп}}$ , пропорциональный нагрузке (возмущению) – току  $I_H$ . Таким образом, основная обмотка (основной поток возбуждения  $\Phi_{\text{осн}}$ ) служит для создания начального напряжения  $U_0$ , а  $\Delta E$  определяется компаундной обмоткой. Обе обмотки создают суммарный магнитный поток  $\Phi_{\text{во}}$ .

При изменении тока нагрузки  $I_H$  меняется суммарный поток  $\Phi_{\text{во}}$  и напряжение  $U_0$  остается постоянным. Это и есть пример реализации принципа компенсации в регулировании: *измеряется нагрузка (возмущающее воздействие) и в функции от измеренного ее значения вырабатывается такое регулирующее воздействие, чтобы регулируемая величина осталась постоянной*. Системы, работающие по принципу компенсации, относятся к системам разомкнутого типа, т. е. не имеют обратной связи. Основное достоинство системы – быстрое действие, но система обладает и рядом недостатков:

- у всякого объекта есть несколько возмущающих воздействий, и для систем компенсации нужно измерять в отдельности каждое возмущающее воздействие и в функции от него вырабатывать регулирующее воздействие, что значительно усложнит систему;
- трудность измерения неэлектрических возмущающих воздействий;
- неоднозначность и сложность зависимости регулирующего воздействия от возмущающего.

Из-за своих недостатков эти системы применяются меньше по сравнению с системами, реализующими принцип регулирования по отклонению.

Третий *принцип регулирования – комбинированный*. Это сочетание первых двух принципов. Применяется еще реже, чем первые два. Достоинства и недостатки те же. Системы сложные.

### **1.1.2. Классификация систем автоматического регулирования**

Ниже приведены классификации систем автоматического регулирования (САР), наиболее важные для рассмотрения буровых автоматических систем.

✓ *По закону воспроизведения (изменения) регулируемой величины* замкнутые САР делятся на три вида:

- *системы стабилизации*, поддерживающие заданное значение регулируемой величины. Рассмотренные выше системы относятся к системам стабилизации;
- *системы программного регулирования*, изменяющие регулируемую величину по заданному закону во времени или в зависимости от величины другого параметра;
- *следящие системы*, изменяющие регулируемую величину в соответствии с неизвестным заранее, непрерывно изменяющимся заданием. Отличаются друг от друга не принципиально, а лишь режимом работы и конструктивно. Они имеют общую теорию и исследуются одинаковыми методами.

✓ *В зависимости от характера регулирующего воздействия* на исполнительный элемент системы автоматического регулирования подразделяются на *системы непрерывного, импульсного и релейного регулирования*.

В системах *непрерывного* регулирования сигналы на выходе всех элементов системы являются непрерывными функциями сигналов на входе элементов.

Системы *импульсного* регулирования отличаются тем, что в них через определенные промежутки времени происходит размыкание и замыкание контура регулирования специальным устройством. Время регулирования делится на импульсы, в течение которых процессы протекают так же, как и в системах непрерывного регулирования, и на интервалы, в течение которых воздействие регулятора на систему прекращается. Такие регуляторы применяются для регулирования медленно протекающих процессов (регулирование температуры в промышленных печах, температуры и давления в котлах).

В системах *релейного* регулирования размыкание контура регулирования производится одним из элементов системы (релейным элементом) в зависимости от внешнего воздействия.

✓ **В зависимости от получаемых результатов** различают два вида автоматического регулирования: *статическое и астатическое*.

*Статическим называется такое автоматическое регулирование, при котором регулируемая величина при различных постоянных внешних воздействиях на объект регулирования принимает по окончании переходного процесса различные значения, зависящие от величины внешнего воздействия (например, нагрузки).*

На рис. 1.6, а представлен регулятор уровня воды в баке. В регуляторе уровня воды при увеличении расхода воды  $q$  ее уровень снижается, через поплавков и рычаг открывается задвижка, приток  $q_1$  возрастает, и наоборот.

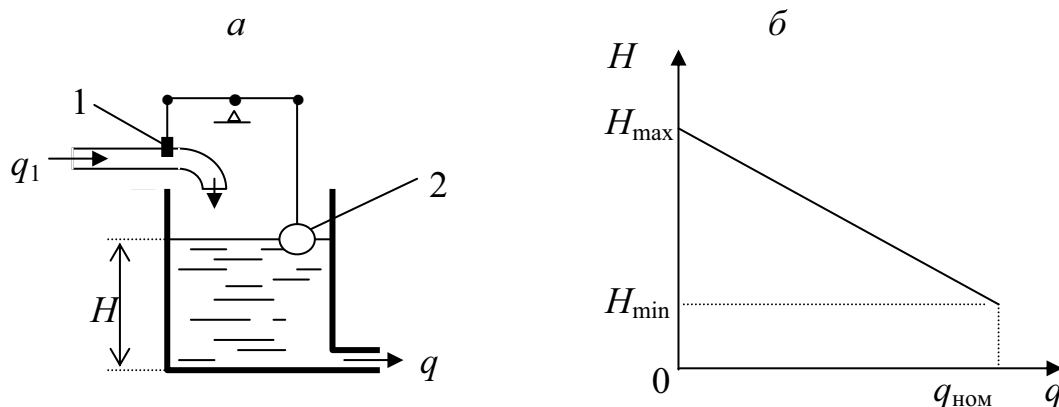


Рис. 1.6. Статический регулятор уровня воды прямого действия: а – схема регулятора; б – характеристика регулятора; 1 – задвижка; 2 – поплавков

Система статического регулирования имеет следующие характерные свойства:

- равновесие системы возможно при различных значениях регулируемой величины;
- каждому значению регулируемой величины соответствует единственное определенное положение регулирующего органа.

Для осуществления такой связи между датчиком и исполнительным элементом контур регулирования должен состоять из так называемых статических звеньев, у которых в состоянии равновесия выходная величина однозначно зависит от входной:  $x_{\text{вых}} = f(x_{\text{вх}})$ . К приведенному примеру регулятора объяснение свойств следующее: расход воды  $q$  равен притоку  $q_1$  при каком-то строго определенном, своем уровне  $H$ ; из-

менится расход, изменится уровень, приток будет равен расходу – и опять наступит равновесие.

Регулятор, осуществляющий статическое регулирование, называется *статическим* регулятором.

Для характеристики степени зависимости отклонения регулируемой величины от нагрузки в теории регулирования пользуются понятием *неравномерности, или статизма* регулирования.

Пусть график зависимости установившихся значений регулируемой величины  $x$  от нагрузки  $q$  (характеристика регулирования) имеет вид, изображенный на рис. 1.6, б (характеристика регулирования дана в конкретных координатах для регулятора уровня воды в баке; ниже координаты приводятся в общем виде и для любых статических регуляторов). Максимальное значение регулируемой величины  $x_{\max}$  соответствует холостому ходу объекта (нагрузка отсутствует); минимальное значение  $x_{\min}$  – номинальной нагрузке  $q_{\text{ном}}$ .

Для определения статизма регулирования воспользуемся относительными координатами:

$$\varphi = \frac{x}{x_{\min}}, \quad (1.3)$$

$$\lambda = \frac{q}{q_{\text{ном}}}, \quad (1.4)$$

где  $\varphi$  – относительное значение регулируемой величины;  $x$  – сама регулируемая величина;  $x_{\min}$  – минимальное значение регулируемой величины (при номинальном режиме);  $x_{\min}$  и  $q_{\text{ном}}$  – базовые значения величин;  $\lambda$  – относительное значение нагрузки.

Тогда неравномерность  $\delta$  (или статизм) системы в общем случае есть частная производная в данной точке (или относительная крутизна характеристики регулирования в этой точке):

$$\delta = -\frac{\partial \varphi}{\partial \lambda}. \quad (1.5)$$

Если характеристика регулирования линейная, то статизм будет постоянной величиной для всех значений нагрузки. И он может быть определен следующим образом:

$$\delta = -\frac{\Delta \varphi_{\max}}{\Delta \lambda_{\max}} = -\frac{\frac{x_{\max} - x_{\min}}{x_{\min}}}{\frac{q_{\text{ном}} - 0}{q_{\text{ном}}}} = -\frac{x_{\max} - x_{\min}}{x_{\min}}. \quad (1.6)$$

Статический регулятор поддерживает не строго постоянное значение регулируемой величины, а с ошибкой, которая называется статической ошибкой системы. Таким образом, статизм регулирования – это относительная статическая ошибка при изменении нагрузки от холостого хода до номинальной.

В некоторых системах статическая ошибка (даже сотые доли процента) нежелательна, тогда переходят к регулированию, при котором она равна нулю – к *астатическому* регулированию. Характеристика регулирования такой системы представляется линией, параллельной оси нагрузки.

*Астатическим называется автоматическое регулирование, при котором при различных постоянных значениях внешнего воздействия на объект отклонение регулируемой величины от заданного значения по окончании переходного процесса становится равным нулю.*

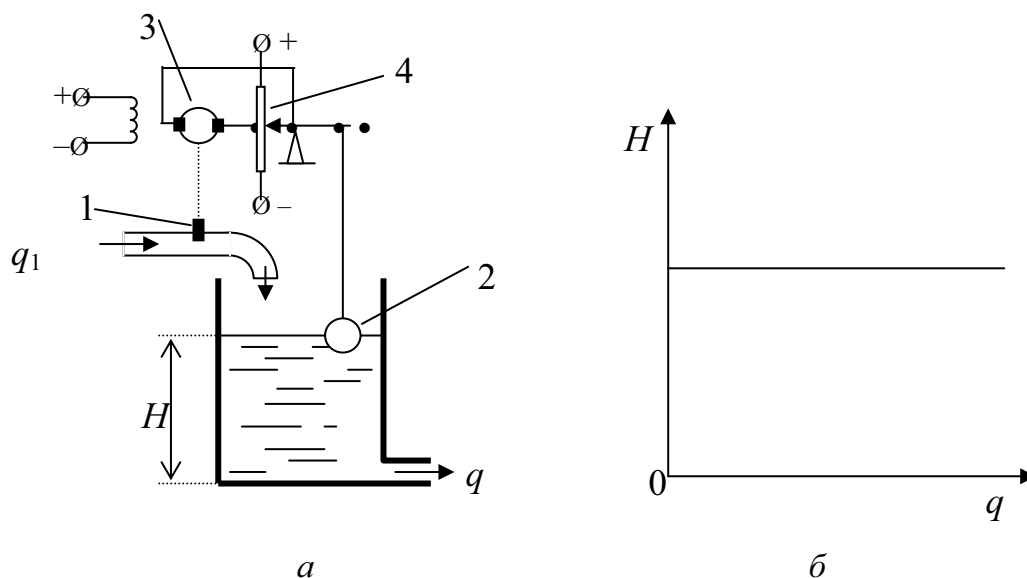


Рис. 1.7. Астатический регулятор уровня воды непрямого действия:  
а – схема регулятора; б – характеристика регулятора; 1 – задвижка;  
2 – поплавок; 3 – электродвигатель постоянного тока; 4 – реостат

В астатическом регуляторе уровня  $H$  воды в баке (рис. 1.7) поплавок перемещает ползунок реостата в ту или иную сторону в зависимости от изменения уровня от заданного значения и тем самым запитывает двигатель, управляющий положением заслонки. Выключен двигатель будет тогда, когда уровень воды достигнет заданного значения.

Система астатического регулирования имеет следующие характерные особенности:

- равновесие системы имеет место только при одном значении регулируемой величины, равном заданному;
- регулирующий орган имеет возможность занимать различные положения при одном и том же значении регулируемой величины.

В реальных регуляторах первое условие выполняется с некоторой погрешностью. Для выполнения второго условия в контур регулирования вводится так называемое астатическое звено. В приведенном примере при отсутствии напряжения (двигатель обесточен) вал двигателя неподвижен в любом положении, а при наличии напряжения – непрерывно вращается.

✓ ***В зависимости от источника энергии***, получаемой регулятором, различают *прямое и косвенное регулирование*.

*В системах прямого регулирования* энергия для перестановки управляющего элемента получается от датчика (как пример – статический регулятор уровня воды). *В системах косвенного регулирования* энергия для перестановки управляющего элемента получается от постороннего источника (пример – астатический регулятор уровня воды).

✓ ***В зависимости от вида характеристик элементов***, из которых состоят системы, все системы делятся на *линейные и нелинейные*.

*Линейными* называются системы, которые состоят только из элементов, имеющих линейные характеристики; переходные процессы в таких элементах описываются линейными дифференциальными уравнениями. *Нелинейными* называются системы, которые имеют один или несколько элементов с нелинейными характеристиками; переходные процессы в таких системах описываются нелинейными дифференциальными уравнениями.

✓ ***При классификации по виду используемой энергии*** все системы можно подразделить на электрические, гидравлические, пневматические, электрогидравлические, электропневматические и др.

#### **Классификация систем автоматического управления (САУ) по информационному признаку**

Информация – любая совокупность сведений, первичным источником которых является опыт.

Информация может быть начальной (априорной) и рабочей.

Начальные сведения – это те сведения, которые нужны, например, для проектирования системы.

Необходимой начальной информацией называется совокупность сведений об управляющем процессе и управляющей системе, необходимых для построения и функционирования данной САУ и имеющиеся в нашем распоряжении до начала функционирования (постоянная времени, качество регулирования и т. д.).

Рабочей информацией называется совокупность сведений о состоянии процесса, используемых в самом процессе управления.

По виду начальной информации все САУ делятся на три класса: обыкновенные, самонастраивающиеся и игровые (рис. 1.8).

Обыкновенные САУ выполняются с полной начальной информацией.

По виду рабочей информации обыкновенные САУ делятся на замкнутые САУ, использующие принцип отклонения, и разомкнутые. Первые из них в качестве рабочей информации используют величину отклонения, вторые – не используют. Если в качестве рабочей информации взять задающее (управляющее) воздействие, то САУ можно разделить на следующие, программные и стабилизации.

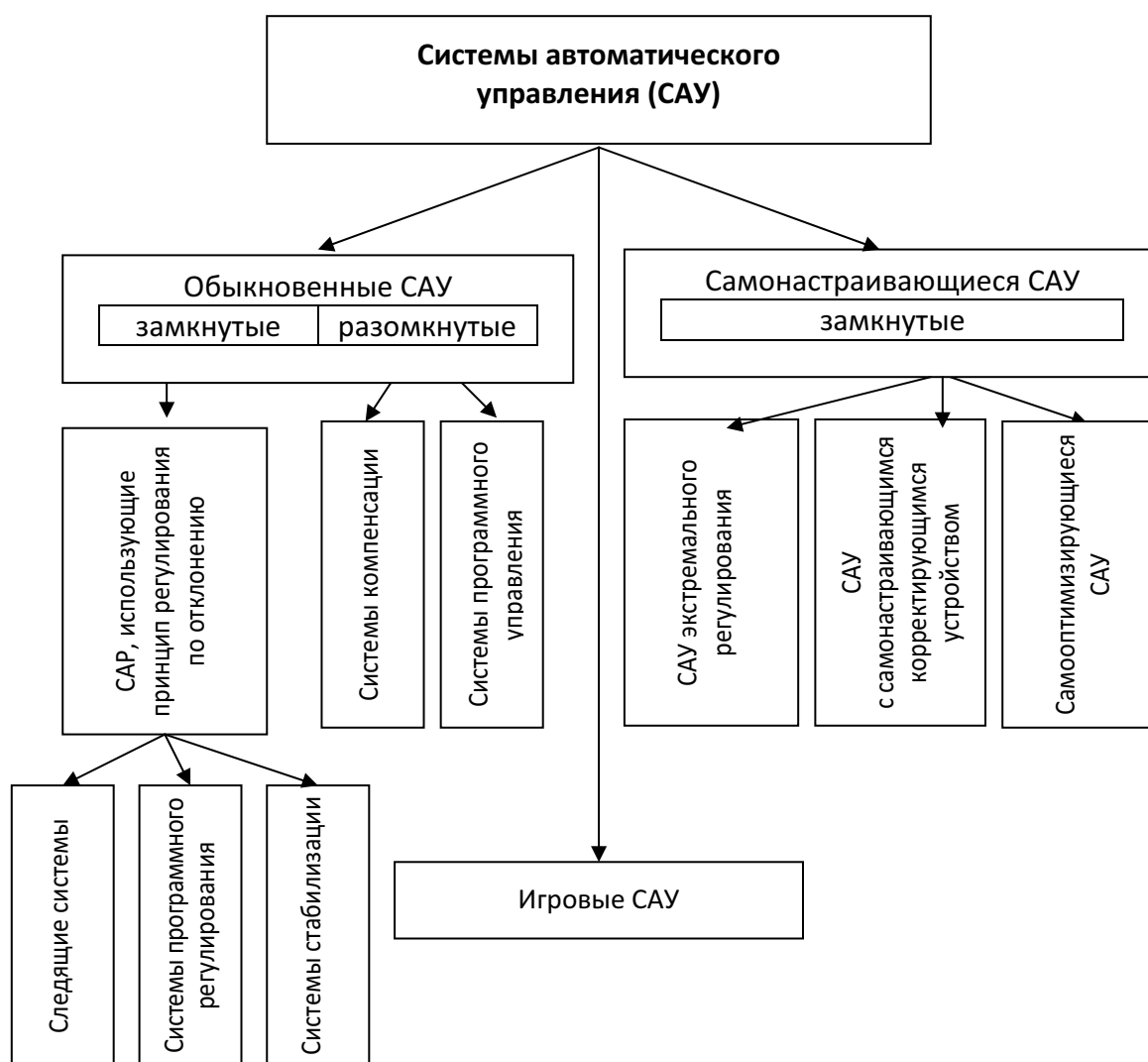


Рис. 1.8. Классификация САУ по информационному признаку

Разомкнутые САУ по виду рабочей информации делятся на два класса: системы компенсации, в которых в качестве рабочей информации принимаются сведения об изменяющейся нагрузке. В разомкнутых системах программного управления рабочая информация хранится в



специальных (запоминающих) устройствах. В качестве этой информации берется программа действия разомкнутой системы управления, программа последовательности действия.

*Самонастраивающиеся САУ.* Известны все параметры самой системы, а сведения об управляющем процессе неполные. Такие системы приспособливаются к изменяющейся обстановке, к изменению характеристик процесса.

Системы *экстремального регулирования* поддерживают значение регулируемой величины на экстремуме (максимум или минимум) путем подачи поисковых сигналов.

В системах с самонастраивающимися (перестраивающимися) устройствами параметры или структура автоматически изменяются в зависимости от управляющих и возмущающих воздействий.

В *самооптимизирующиеся* (самонастраивающиеся) системы входят вычислительные машины.

*Игровые системы* – системы с минимальной начальной информацией.

### **1.1.3. Алгоритм регулирования**

Всякую систему автоматического регулирования можно рассматривать как вычислительное устройство, которое вырабатывает регулирующее воздействие в функции от величины рассогласования  $\varepsilon$ , нагрузки  $q$  и других величин. А сама функциональная связь (функциональная зависимость) регулирующего воздействия на объект  $y_0$  с величиной рассогласования  $\varepsilon$ , нагрузкой  $q$ , производными и интегралами двух последних величин называется алгоритмом регулятора или законом регулирования.

Аналитически в общем виде

$$y_0 = f(\varepsilon, \varepsilon', \varepsilon'', \dots \int_0^t \varepsilon dt, \dots q, q', q'', \dots). \quad (1.7)$$

По виду этой функциональной зависимости и различают принципы регулирования.

Например, алгоритм регулятора по отклонению будет иметь зависимость:

$$y_0 = f(\varepsilon, \varepsilon', \varepsilon'', \dots \int_0^t \varepsilon dt). \quad (1.8)$$

Алгоритм регулятора по нагрузке:

$$y_0 = f(q, q', q'', \dots). \quad (1.9)$$

Уравнение (1.7) – алгоритм комбинированного регулирования.

Несколько конкретных алгоритмов регулирования:

- алгоритм пропорционального регулирования:

$$y_0 = a_0 \varepsilon, \quad (1.10)$$

здесь регулирующее воздействие пропорционально  $\varepsilon$ , и сами регуляторы называются П-регуляторами;

- алгоритм регулирования пропорциональный с воздействием по первой производной:

$$y_0 = a_0 \varepsilon + a_1 \varepsilon'; \quad (1.11)$$

- алгоритм регулирования пропорциональный с воздействием по первой и второй производной:

$$y_0 = a_0 \varepsilon + a_1 \varepsilon' + a_2 \varepsilon''; \quad (1.12)$$

- интегральный закон регулирования – И-регулятор:

$$y_0 = b_0 \int_0^t \varepsilon dt; \quad (1.13)$$

- алгоритм регулирования пропорциональный с воздействием по интегралу – ПИ-регулятор:

$$y_0 = a_0 \varepsilon + b_0 \int_0^t \varepsilon dt. \quad (1.14)$$

#### **1.1.4. Основные требования к автоматическим системам управления**

Применение автоматического управления производственными процессами должно улучшать их технико-экономические показатели. Исключением являются случаи, когда основным и решающим фактором является улучшение труда обслуживающего персонала.

Есть ряд общих требований к САУ при их проектировании:

- максимальная простота; не всегда оправдывается «полная автоматизация», системе следует поручать только те функции, которые совершенно необходимы;
- САУ должна быть гибкой, т. е. допускать быстрый переход (в случае необходимости) к ручному управлению из нескольких мест;
- САУ должна действовать как при нормальных, так и при аварийных режимах;
- максимальная надежность САУ;
- снижение стоимости автоматизированных установок;
- применение типовых узлов.

Все требования непосредственно к самой САУ можно разбить на следующие четыре категории:

- требования к величине запаса устойчивости;

- требования к величине отклонения регулируемого параметра в установившемся режиме (статическая точность);
- требования к поведению системы в переходном процессе (качество переходного процесса);
- требования к динамической точности системы, т. е. к величине отклонения при наличии непрерывно изменяющихся воздействий.

## **1.2. Дифференциальные уравнения систем автоматического регулирования**

### ***1.2.1. Составление и линеаризация дифференциального уравнения***

Уравнения статики систем описываются алгебраическими уравнениями. Более общим случаем являются переходные режимы САР. В целом все САР описываются дифференциальными или интегральными уравнениями, которые называются уравнениями динамики. Из уравнений динамики могут быть получены уравнения статики при равенстве производных переменных величин нулю. Поскольку интегральное уравнение можно перевести в дифференциальное, то принято в качестве уравнений динамики брать только дифференциальные уравнения.

В общем случае дифференциальные уравнения, описывающие поведение элемента или системы регулирования, нелинейные. Но при малых отклонениях координат системы от положения равновесия нелинейные уравнения можно приближенно заменить линейными уравнениями. Процесс замены нелинейного уравнения линейным называется линеаризацией дифференциального уравнения. Чем меньше отклонения координат системы от состояния равновесия, тем точнее линеаризованные уравнения описывают процесс.

Дифференциальные уравнения САР в целом состоят из дифференциальных уравнений отдельных звеньев, а дифференциальные уравнения звеньев – на основе законов, которые описывают процессы в этих звеньях, например законы Кирхгофа в электрических цепях, закон Ньютона в механических системах и т. д.

После составления уравнения производится его линеаризация. В основу этого берется разложение непрерывной функции в ряд Тейлора, при этом (после разложения) малостями второго порядка и выше пренебрегают.

Пусть дифференциальное уравнение звена имеет вид:

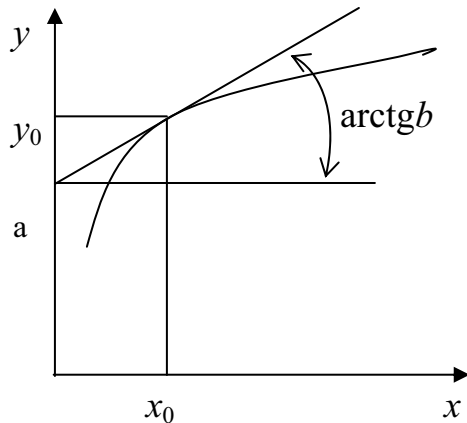
$$F(y, y', y'', x, x') = 0. \quad (1.15)$$

После разложения уравнение имеет вид:

$$\Delta y \left[ \frac{\partial F}{\partial y} \right]_0 + (\Delta y)' \left[ \frac{\partial F}{\partial y'} \right]_0 + (\Delta y)'' \left[ \frac{\partial F}{\partial y''} \right]_0 + \Delta x \left[ \frac{\partial F}{\partial X} \right]_0 + (\Delta x)' \left[ \frac{\partial F}{\partial X'} \right]_0 \approx 0. \quad (1.16)$$

Выражения в квадратных скобках есть частная производная в нулевой точке (в которой производится линеаризация), это постоянная величина, т. е. уравнение (1.16) – линейное.

Кроме разложения в ряд Тейлора, есть и другие способы линеаризации, одним из которых является метод касательных для статических характеристик. При линеаризации по данному методу в точке линеаризации проводится касательная – прямая и ее уравнение приближенно принимается за уравнение звена. К примеру, на рис. 1.9 показана нелинейная статическая характеристика.



*Рис. 1.9. Схема линеаризации нелинейной характеристики статического звена методом касательных*

При линеаризации уравнение прямой представляется формулой

$$y = a + bx \quad (1.17)$$

или в отклонениях

$$\Delta y = b \Delta x. \quad (1.18)$$

Аналогичное уравнение могло быть получено и по методу разложения в ряд Тейлора.

**Пример 1.** Составить дифференциальное уравнение в отклонениях обмотки возбуждения (рис. 1.10).

По закону Кирхгофа

$$U = L \frac{di}{dt} + ri. \quad (1.19)$$

Уравнение статики, т. е. падение напряжения только на активном сопротивлении:

$$U_0 = I_0 r. \quad (1.20)$$

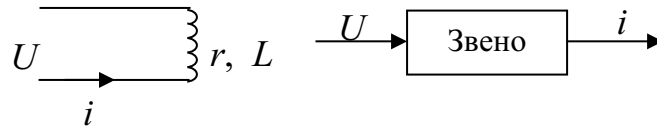


Рис. 1.10. Электрическая и структурная схема обмотки возбуждения:

$U$  – входная величина;  $i$  – выходная величина;  $r$  и  $L$  – параметры (активное сопротивление и индуктивность)

Дадим приращения:

$$\left. \begin{aligned} U &= U_0 + \Delta U, \\ i &= I_0 + \Delta i. \end{aligned} \right\} \quad (1.21)$$

Подставим в уравнение (1.19):

$$U_0 + \Delta U = L \frac{d(I_0 + \Delta i)}{dt} + rI_0 + r\Delta i = L \frac{d(\Delta i)}{dt} + rI_0 + r\Delta i. \quad (1.22)$$

Вычтем из уравнения (1.22) уравнение (1.20), получим дифференциальное уравнение обмотки возбуждения в отклонениях:

$$\Delta U = L \frac{d(\Delta i)}{dt} + r(\Delta i). \quad (1.23)$$

Вывод: исходное уравнение и конечное имеют одинаковый вид, следовательно, в исходное уравнение вместо переменных можно подставлять отклонения.

**Пример 2.** Провести линеаризацию дифференциального уравнения кривой намагничивания обмотки возбуждения (рис. 1.11).

В отличие от примера 1 в качестве входной величины примем ток  $i$ , а выходной – магнитный поток  $\Phi$ :

$$\Phi = b i^{0,17}. \quad (1.24)$$

Требуется линеаризовать уравнение (1.24) в точке

$$\Phi_0 = b i^{0,17}. \quad (1.25)$$

Уравнение (1.24) в приращениях и с разложением в ряд Тейлора:

$$\begin{aligned} \Phi &= \Phi_0 + \Delta\Phi = b(I_0 + \Delta i)^{0,17} = \\ &= b \left[ I_0^{0,17} + \Delta i 0,17 I_0^{-0,83} + \Delta i^2 \frac{1}{2!} 0,17(-0,83) I_0^{-0,83} + \dots \right]. \end{aligned} \quad (1.26)$$

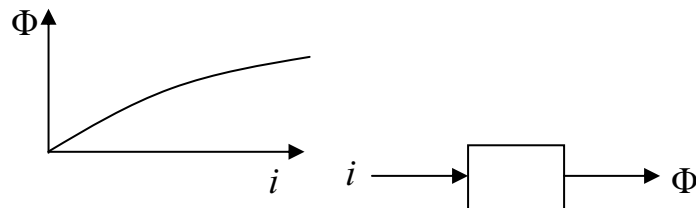


Рис. 1.11. Характеристика для магнитных материалов

Пренебрегая малостями 2-го порядка, имеем:

$$\Phi_0 + \Delta\Phi \approx bI^{0,17} + \Delta i 0,17bI_0^{-0,83}. \quad (1.27)$$

Вычтя из уравнения (1.27) уравнение (1.25)

$$\Delta\Phi \approx 0,17bI_0^{-0,83}\Delta i, \quad (1.28)$$

получим линейное дифференциальное уравнение.

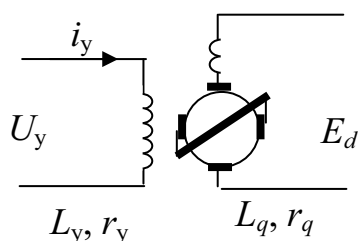
### **1.2.2. Методика (порядок) составления линейных дифференциальных уравнений**

1. Система расчленяется на отдельные звенья.
2. Определяются входные и выходные переменные величины каждого звена.
3. Составляется уравнение динамики каждого звена.
4. Составляется характер зависимости переменных величин звена от различных факторов (либо линейная, либо нелинейная зависимость).
5. Осуществляется линеаризация полученных нелинейных уравнений (если это возможно) при помощи разложения в ряд Тейлора (при отсутствии разрывов и неоднозначности в характеристиках).
6. Для получения линеаризованного уравнения в отклонениях составляется уравнение статики; из уравнения динамики вычитается уравнение статики.
7. Из уравнений динамики отдельных звеньев составляется уравнение динамики системы регулирования в целом путем исключения промежуточных переменных величин.

### **1.2.3. Уравнения типовых звеньев систем автоматического регулирования**

К типовым звеньям САР относятся: генератор постоянного тока, электромашинный усилитель поперечного поля, двигатель постоянного тока, система Г-Д – это наиболее распространенные электрические звенья.

В качестве примера рассмотрим электромашинный усилитель (ЭМУ) поперечного поля – двухступенчатый машинный генератор (рис. 1.12).



*Рис. 1.12. Электрическая схема ЭМУ поперечного поля:*

$L_y, r_y$  – параметры обмотки управления;  
 $L_q, r_q$  – параметры поперечной цепи

Допущение: ЭМУ является линейным звеном, т. е. индуктивность постоянна и не зависит от тока в обмотках.

Составим ряд уравнений.

Дифференциальное уравнение обмотки управления (ОУ):

$$L_y \frac{di_y}{dt} + r_y i_y = U_y. \quad (1.29)$$

Аналогичное уравнение для поперечной цепи:

$$L_q \frac{di_q}{dt} + r_q I_q = E_q. \quad (1.30)$$

Значение  $E_q$  зависит от тока управления (при соответствующих допущениях линейная зависимость):

$$E_q = v_1 \omega_y i_y. \quad (1.31)$$

Выходная величина:

$$E_d = v_2 \omega_q I_q. \quad (1.32)$$

Из уравнений (1.29)–(1.32) может быть получено одно уравнение.

Запишем уравнения (1.29) и (1.30) в операторной форме и разделим на  $r_y$ :

$$r_y \left( \frac{L_y}{r_y} \cdot p + 1 \right) i_y = U_y, \quad (1.33)$$

где  $\frac{L_y}{r_y} = T_y$  – постоянная времени обмотки управления, тогда

$$r_y (T_y p + 1) i_y = U_y. \quad (1.34)$$

Аналогично:  $\frac{L_q}{r_q} = T_{кз}$  – постоянная времени коротко замкнутой цепи и

$$r_q (T_q p + 1) I_q = E_q. \quad (1.35)$$

Поделив уравнение (1.31) на (1.34), получим:

$$\frac{E_q}{U_y} = \frac{v_1 \omega_y}{r_y (T_y p + 1)}. \quad (1.36)$$

Аналогично, поделив уравнение (1.32) на уравнение (1.35), получим:

$$\frac{E_d}{E_q} = \frac{v_2 \omega_q}{r_q (T_{кз} p + 1)}. \quad (1.37)$$

Перемножим эти два уравнения:

$$\frac{E_d}{U_y} = \frac{\frac{v_1 \omega_y}{r_y} \cdot \frac{v_2 \omega_q}{r_q}}{(T_y p + 1)(T_{кз} p + 1)}. \quad (1.38)$$

Числитель уравнения (1.38) представлен постоянным коэффициентом и называется статическим коэффициентом передачи ЭМУ:

$$K_{\text{ЭМУ}} = \frac{V_1 \omega_y}{r_y} \cdot \frac{V_2 \omega_q}{r_q}. \quad (1.39)$$

Тогда дифференциальное уравнение в операторной форме запишется:

$$(T_y p + 1)(T_{\text{кз}} p + 1) E_d = K_{\text{ЭМУ}} U_y \quad (1.40)$$

и в обычной форме:

$$T_y T_{\text{кз}} \frac{d^2 E_d}{dt^2} + (T_y + T_{\text{кз}}) \frac{dE_d}{dt} + E_d = K_{\text{ЭМУ}} U_y. \quad (1.41)$$

В левой части уравнения (1.41) записываются выходные величины, начиная со старшей производной, в правой части – входные величины.

### 1.3. Передаточные функции линейных систем автоматического регулирования и их элементов. Структурные схемы

#### 1.3.1. Преобразование Лапласа–Карсона. Передаточная функция

Преобразованием Лапласа называется преобразование функции  $f(t)$  переменной  $t$  в другую функцию  $\Phi(s)$  переменной  $s$  при помощи интегралов:

$$\Phi(s) = \int_0^{\infty} f(t) e^{-st} dt = \lambda[f(t)], \quad (1.42)$$

где  $f(t)$  – оригинал функции;  $\Phi(s)$  – изображение функции по Лапласу;  $\lambda$  – символ взятия по Лапласу;  $s$  – лапласова переменная (оператор Лапласа).

Преобразование Карсона представляется формулой:

$$F(s) = s \int_0^{\infty} f(t) e^{-st} dt = L[f(t)], \quad (1.43)$$

где  $F(s)$  – изображение по Карсону;  $L$  – символ взятия преобразования по Карсону.

Связь изображения с оригиналом может быть записана в другой форме:

$\Phi(s) \div f(t)$  – берется изображение по Лапласу;

$F(s) \div f(t)$  – берется изображение по Карсону.

**Пример.** Пусть оригинал  $f(t)$  представляет ступенчатую функцию высотой  $U$  (рис. 1.13):  $f(t) = U \cdot 1(t)$ , где  $1(t)$  – единичная функция. Изображение такой функции по Лапласу и Карсону:



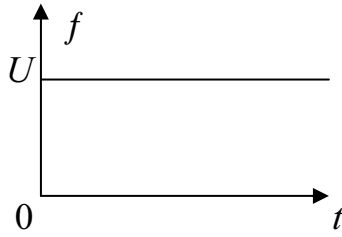


Рис. 1.13. Ступенчатая функция

$$\Phi(s) = \int_0^{\infty} U e^{-st} dt = U \int_0^{\infty} e^{-st} dt = -U \frac{1}{s} e^{-st} \Big|_0^{\infty} = \frac{U}{s}, \quad (1.44)$$

$$F(s) = U. \quad (1.45)$$

Изображения некоторых функций (без вывода):

- экспоненциальная функция  $f(t) = e^{-\alpha t}$  :

$$\Phi(s) = \frac{1}{s + \alpha} \text{ — изображение по Лапласу;}$$

$$F(s) = \frac{s}{s + \alpha} \text{ — изображение по Карсону;}$$

- тригонометрические функции:

$$L[\cos \omega t] = \frac{s^2}{s^2 + \omega^2}, \quad \lambda[\cos \omega t] = \frac{s}{s^2 + \omega^2};$$

$$L[\sin \omega t] = \frac{s\omega}{s^2 + \omega^2}, \quad \lambda[\sin \omega t] = \frac{\omega}{s^2 + \omega^2}.$$

### Изображение линейного дифференциального уравнения

Дифференциальное уравнение может быть записано в следующем виде:

$$a_0 \frac{d^n x}{dt^n} + a_1 \frac{d^{n-1} x}{dt^{n-1}} + \dots + a_n x = b_0 \frac{d^m f}{dt^m} + b_1 \frac{d^{m-1} f}{dt^{m-1}} + \dots + b_m f, \quad (1.46)$$

где  $x$  — выходная величина системы;  $f$  — входное воздействие; при этом  $n \geq m$ , т. е.  $n$  определяет порядок всего дифференциального уравнения.

Это же дифференциальное уравнение (1.46) в операторной форме запишется:

$$D(p)x(t) = K(p)f(t), \quad (1.47)$$

где

$$\left. \begin{aligned} D(p) &= a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + \dots + a_n, \\ K(p) &= b_0 p^m + b_1 p^{m-1} + \dots + b_m. \end{aligned} \right\} \quad (1.48)$$

Полиномы  $D(p)$  и  $K(p)$  называются операторами левой и правой частей дифференциального уравнения.

Обозначим  $L[x(t)] = X(s)$ ,  $L[f(t)] = F(s)$ , найдем изображение от левой и правой части и приравняем их. При нулевых начальных условиях (для конкретности решения дифференциального уравнения), т. е. при  $x_0 = x_0' = x_0'' = \dots = 0$ ,  $f_0 = f_0' = f_0'' = \dots = 0$  изображение дифференциального уравнения запишется:

$$D(s)X(s) = K(s)F(s). \quad (1.49)$$

Изображение выходной величины:

$$X(s) = \frac{K(s)}{D(s)} \cdot F(s) \quad (1.50)$$

и

$$W(s) = \frac{K(s)}{D(s)} = \frac{X(s)}{F(s)} \quad (1.51)$$

называется собственной передаточной функцией системы. В соответствии с этим можно дать два определения:

1) передаточная функция системы есть отношение оператора правой части дифференциального уравнения к оператору левой части дифференциального уравнения, если вместо оператора  $p$  в эти операторы подставить  $s$ ;

2) передаточная функция системы есть отношение изображения выходной величины к изображению входной величины при нулевых начальных условиях.

В качестве примера рассмотрим передаточную функцию ЭМУ поперечного поля  $W_{\text{ЭМУ}}(s)$ . В дифференциальном уравнении ЭМУ (1.41)

$$(T_y p + 1)(T_{\text{кз}} p + 1) \cdot E_d(t) = K_{\text{ЭМУ}} U_y(t)$$

при замене  $p$  на  $s$  получим:

$$W_{\text{ЭМУ}}(s) = \frac{E_d(s)}{U_y(s)} = \frac{K_{\text{ЭМУ}}}{(T_y s + 1)(T_{\text{кз}} + 1)}. \quad (1.52)$$

Собственная передаточная функция определяется только структурой системы. При  $s = 0$   $W(0) = \frac{b_m}{a_n} = K$ , т. е. передаточная функция становится равной коэффициенту передачи системы.

Часто система находится под действием нескольких независимых возмущений, приложенных в различных местах, тогда уравнение ее приводится к виду:

$$D(p)x(t) = K_1(p)f_1(t) + K_2(p)f_2(t) + \dots, \text{ или } D(p)x = K_1(p)f_1 + \dots \quad (1.53)$$

Соответственно изображение  $x(t)$  при нулевых начальных условиях будет представлено:

$$X(s) = \frac{K_1(s)}{D(s)} \cdot F_1(s) + \frac{K_2(s)}{D(s)} \cdot F_2(s) + \dots = W_1(s)F_1(s) + W(s)F_2(s) + \dots \quad (1.54)$$

В этом случае система характеризуется не одной, а несколькими собственными передаточными функциями:  $W_1(s)$ ,  $W_2(s)$  и т. д.

Полином  $D(s)$  всех передаточных функций постоянен. Этот полином степени  $n$  от переменной  $s$  называется *характеристическим полиномом системы*.

При  $D(s) = 0$  имеем характеристическое уравнение системы:

$$a_0 s^n + a_1 s^{n-1} + a_2 s^{n-2} + \dots + a_n = 0. \quad (1.55)$$

### 1.3.2. Структурные схемы и их преобразования

При исследовании САР широко используются структурные схемы. При составлении структурных схем каждое звено системы (группа звеньев) обозначается прямоугольником, в который вписывается передаточная функция этого звена. Различают четыре основных типа передаточных функций (дифференциальных уравнений), каждая из которых имеет свое графическое изображение.

1. Звено с одной входной и одной выходной величиной (рис. 1.14); уравнением изображения этого звена будет:

$$X(s) = W(s)F(s). \quad (1.56)$$

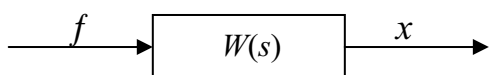


Рис. 1.14. Звено с одной входной и одной выходной величиной

2. Безынерционное звено с коэффициентом передачи  $K$  (рис. 1.15):

$$x(t) = Kf(t). \quad (1.57)$$

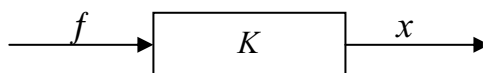


Рис. 1.15. Безынерционное звено

3. Звено с двумя входными и одной выходной величиной (рис. 1.16):

$$X(s) = W(s)[F_1(s) - F_2(s)]. \quad (1.58)$$

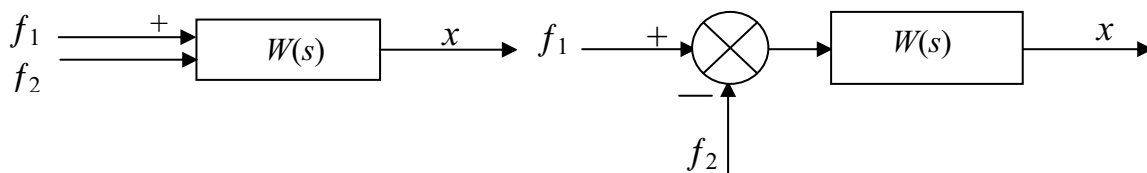


Рис. 1.16. Две формы представления звена с двумя входными и одной выходной величиной

4. Звено с двумя передаточными функциями и двумя входными сигналами (рис. 1.17):

$$X(s) = W_1(s)F_1(s) + W_2(s)F_2(s). \quad (1.59)$$

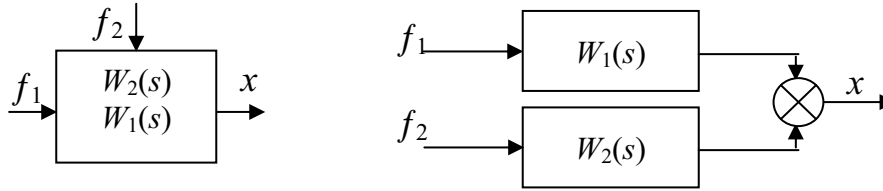


Рис. 1.17. Две формы представления звена с двумя передаточными функциями и двумя входными сигналами

Используя эти изображения, составляются структурные схемы. Например, структурная схема ЭМУ в виде двух звеньев первого порядка (рис. 1.18):



Рис. 1.18. Структурная схема ЭМУ

Здесь  $K_1 = \frac{V_1 \omega_y}{r_y}$ ;  $K_2 = \frac{V_2 \omega_q}{r_q}$  и  $K_{\text{ЭМУ}} = K_1 \cdot K_2$ .

Для исследования системы необходимо знать ее передаточную функцию  $W(s)$ . Рассмотрим правила преобразования структурных схем с целью получения передаточной функции системы  $W(s)$ .

1. *Последовательное соединение звеньев:* вход каждого последующего звена соединяется с выходом предыдущего (рис. 1.19).

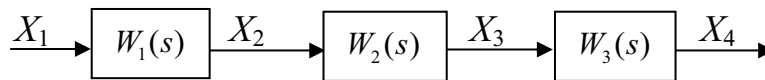


Рис. 1.19. Последовательное соединение звеньев

$$X_2(s) = W_1(s) \cdot X_1(s), \quad X_3(s) = W_2(s) \cdot X_2(s), \quad X_4(s) = W_3(s) \cdot X_3(s)$$

и

(1.60)

$$X_4(s) = W_1(s) \cdot W_2(s) \cdot W_3(s) \cdot X_1(s) = W(s) \cdot X_1(s).$$

Итак, передаточная функция последовательно соединенных звеньев равна произведению передаточных функций отдельных звеньев:

$$W(s) = W_1(s) \cdot W_2(s) \cdot W_3(s). \quad (1.61)$$

2. *Параллельное соединение звеньев:* входная величина одинакова для звеньев, а выходные величины суммируются (рис. 1.20):

$$X_1(s) = W_1(s) \cdot X_{\text{вх}}(s), \quad X_2(s) = W_2(s) \cdot X_{\text{вх}}(s), \quad X_3(s) = W_3(s) \cdot X_{\text{вх}}(s). \quad (1.62)$$

Уравнение сумматора:

$$X_{\text{вых}}(s) = X_1(s) + X_2(s) + X_3(s) = [W_1(s) + W_2(s) + W_3(s)] \cdot X_{\text{вх}}(s). \quad (1.63)$$

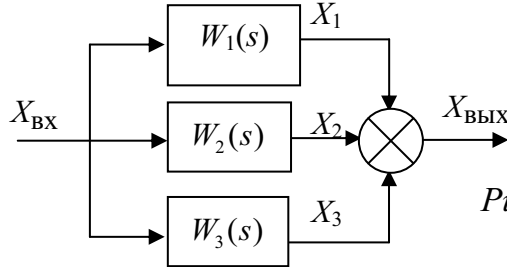


Рис. 1.20. Параллельное соединение трех звеньев

Передаточная функция:

$$W(s) = W_1(s) + W_2(s) + W_3(s). \quad (1.64)$$

Передаточная функция параллельно соединенных звеньев равна сумме передаточных функций звеньев.

3. Охват звена обратной связью (рис. 1.21). Исходные уравнения: для охватываемого звена

$$X_{\text{вых}}(s) = W_o(s) \cdot X'(s), \quad (1.65)$$

для звена обратной связи

$$X_{\text{ос}}(s) = W_{\text{ос}}(s) \cdot X_{\text{вых}}(s), \quad (1.66)$$

для сумматора

$$X'(s) = X_{\text{вх}}(s) \pm X_{\text{ос}}(s), \quad (1.67)$$

здесь знак «+» используется для обозначения положительной обратной связи (ПОС), знак «-» свидетельствует об отрицательной обратной связи (ООС).

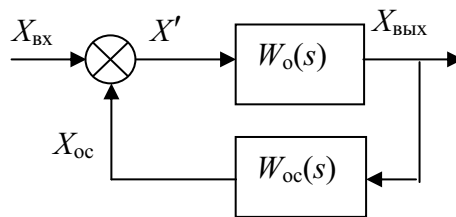


Рис. 1.21. Охват звена обратной связью

Исключив промежуточные величины  $X_{\text{ос}}(s)$  и  $X'(s)$ , получим значение выходной величины:

$$X_{\text{вых}}(s) = \frac{W_o(s)}{1 \mp W_o(s) \cdot W_{\text{ос}}(s)} \cdot X_{\text{вх}}(s) \quad (1.68)$$

и значение передаточной функции

$$W(s) = \frac{W_o(s)}{1 \mp W_o(s) \cdot W_{\text{ос}}(s)}. \quad (1.69)$$

### Основные правила преобразования структурных схем

1. Группу последовательного, параллельного соединения звеньев и соединения звеньев, охваченных обратной связью, можно заменить одним звеном с соответствующей передаточной функцией.

2. Точку приложения или съема воздействия можно переносить через одно или несколько звеньев, добавляя в преобразуемую цепь звено с такой передаточной функцией, чтобы выходной сигнал этой цепи не изменился.

Пример преобразования структурной схемы системы с перекрестной обратной связью (опущен оператор  $s$ ) показан на рис. 1.22:

- для освобождения от перекрестной связи точка съема воздействия 1 переносится в точку 2 с добавлением в цепь обратной связи звена  $W_5$  с передаточной функцией  $W_3$  (в соответствии с правилом 2);
- находится передаточная функция звена  $W_6$  (последовательное соединение звеньев с передаточными функциями  $W_3$  и  $W_5$ );
- передаточная функция звена  $W_7$  (охват звена с передаточной функцией  $W_2$  обратной связью с передаточной функцией  $W_6$ );
- передаточная функция звена  $W_8$  (последовательное соединение звеньев с передаточными функциями  $W_1$  и  $W_7$ );
- передаточная функция звена  $W_9$  (охват звена с передаточной функцией  $W_8$  обратной связью с передаточной функцией  $W_4$ );
- находится передаточная функция звена  $W_{10}$  системы (последовательное соединение звеньев с передаточными функциями  $W_9$  и  $W_3$ ).

#### 1.3.3. Переходные процессы в системах автоматического регулирования

Переходные процессы в системе могут быть найдены с помощью обратного преобразования Лапласа и Карсона.

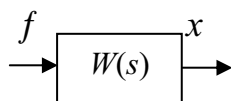
Если  $F(s)$  есть карсоново изображение функции  $f(t)$ ,  $F(s) = L[f(t)]$ , то сам входной сигнал (оригинал)

$$f(t) = \frac{1}{2\pi j} \int_{c-j\infty}^{c+j\infty} \frac{F(s)}{s} e^{st} ds, \quad (1.70)$$

где  $c$  – абсцисса сходимости.

*Примечание.* Преобразование Лапласа–Карсона применимо, если  $f(t) = 0$ ,  $t < 0$  и если можно выбрать такое положительное число  $c$ , чтобы существовал интеграл  $\int_0^{\infty} f(t) \cdot e^{-ct} dt$ . Если интеграл существует для всех  $c < c_0$ , то  $c_0$  называется абсциссой абсолютной сходимости функции  $f(t)$ .

Предположим, что звено имеет входное воздействие  $f$ :



Тогда  $f(t)$  известно. По прямому преобразованию Карсона находится  $F(s)$ , а затем изображение выходного сигнала  $X(s) = W(s)F(s)$ . Предположим, что это изображение запишется в виде двух полиномов:  $X(s) = \frac{M(s)}{N(s)}$ . Порядок полинома  $N(s)$  равен  $n$ , больше или равен  $m$  – порядку полинома  $M(s)$ .

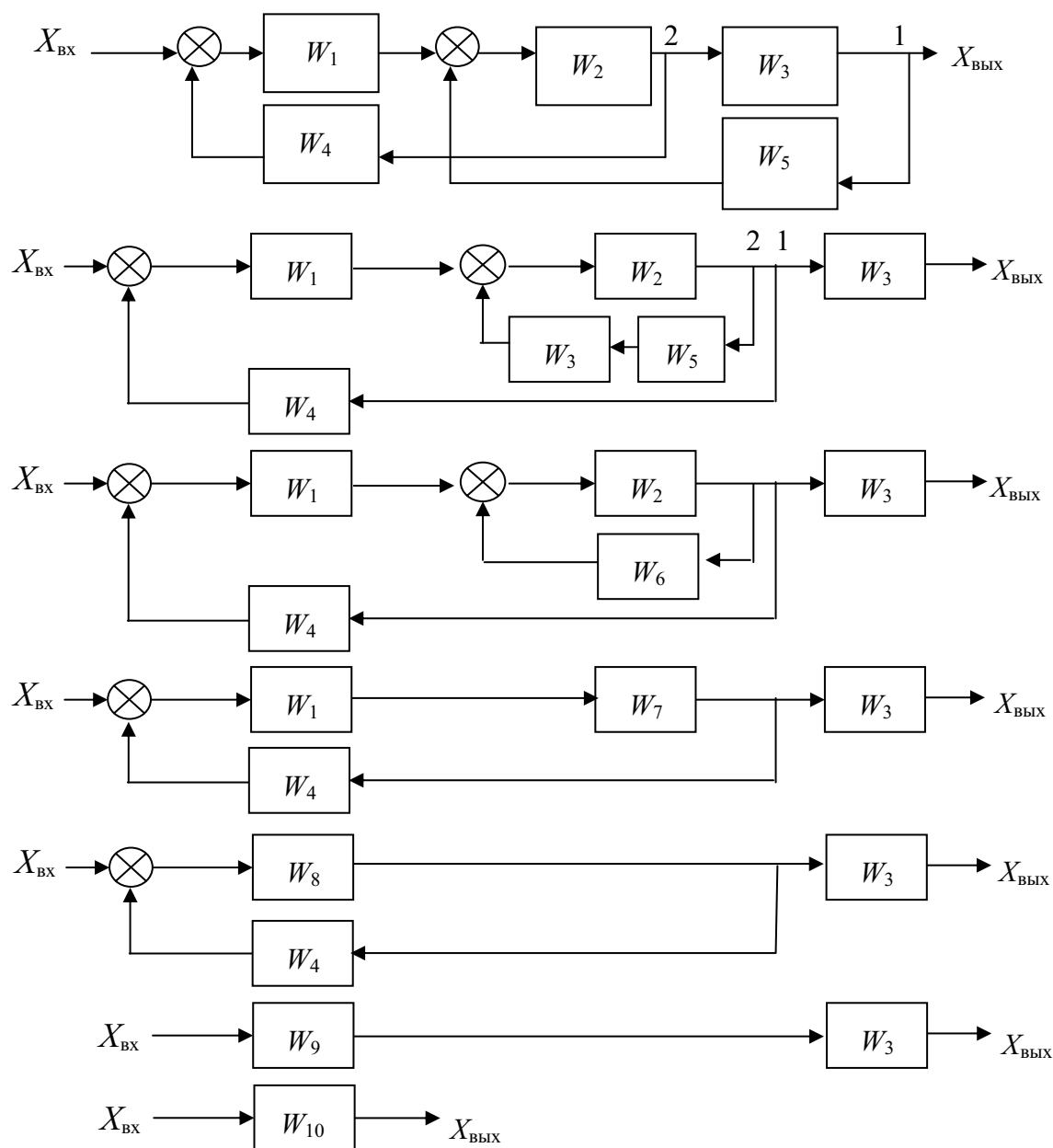


Рис. 1.22. Пример преобразования структурной схемы

Для нахождения оригинала  $x(t)$  нужно брать интеграл, что представляет большие трудности. Для дробно-рациональных функций формула (1.70) переходит в формулы разложения Хевисайда. Для наиболее характерного случая (для случая, когда  $N(s)$  имеет простые, т. е. отличные от нуля, и различные корни) эта формула записывается:

$$x(t) = \frac{M_0}{N_0} + \sum_{k=1}^n \frac{M(s_k)}{s_k N'(s_k)} \cdot e^{s_k t}, \quad (1.71)$$

где  $N'(s_k) = \left( \frac{\partial N}{\partial s} \right)_{s=s_k}$ ;  $M_0$  и  $N_0$  – полиномы  $M(s)$  и  $N(s)$ , если вместо  $s$  подставить ноль;  $s_k$  – корни уравнения  $N(s) = 0$ ;  $s_k t$  – функция времени. Число корней равно  $n$ , т. е. порядку полинома  $N(s)$ .

**Пример.** Требуется найти кривую переходного процесса ЭМУ поперечного поля, если на вход подается скачкообразное напряжение  $U_y = 5$  В, коэффициент усиления  $K_{ЭМУ} = 10$ , постоянная времени цепи управления  $T_y = 0,2$  с, короткозамкнутой цепи –  $T_{кз} = 0,5$  с. Требуется найти ЭДС продольной цепи в функции от времени –  $E_d(t)$ .

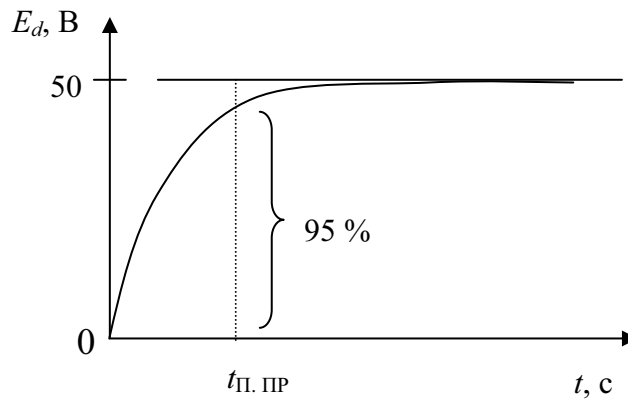


Рис. 1.23. Кривая переходного процесса ЭМУ поперечного поля

Исходное выражение:  $(T_y s + 1) \cdot (T_{кз} s + 1) \cdot E_d(s) = K_{ЭМУ} U_y(s)$ ; изображение по Карсону ступенчатой функции  $U_y(s) = 5$ .

Изображение выходной величины  $E_d(s)$  по Карсону:

$$E_d(s) = W_{ЭМУ}(s) \cdot U_y(s) = \frac{10}{(0,2s + 1)(0,5s + 1)} \cdot 5 = \frac{50}{0,1s^2 + 0,7s + 1};$$

$$E_d(s) = \frac{M(s)}{N(s)} = \frac{50}{0,1s^2 + 0,7s + 1}.$$

Находим корни  $s_k$  полинома  $N(s)$  при  $N(s) = 0$ :

$$0,1s^2 + 0,7s + 1 = 0; s_1 = -5; s_2 = -2.$$

Находим производную  $N'(s)$ :  $N'(s) = 0,2s + 0,7$ .



Для определения оригинала функции, т. е. уравнения кривой переходного процесса  $E_d(t)$ , воспользуемся формулой (1.71):

$$E_d(t) = \frac{50}{1} + \frac{50}{-5[0, 2 \cdot (-5) + 0, 7]} \cdot e^{-5t} + \frac{50}{-2[0, 2 \cdot (-2) + 0, 7]} \cdot e^{-2t} =$$

$$= 50 + 33,3e^{-5t} - 83,3e^{-2t}.$$

Графически уравнение кривой переходного процесса изображено на рис. 1.23.

За время переходного процесса  $t_{п. пр}$  принимается время, когда выходная величина достигла 95 % от установившегося значения.

### 1.3.4. Импульсная и переходная функции

При переходных процессах входную величину считаем известной. Но в общем случае все входные величины случайные.

Чтобы исследовать качество регулирования, вводятся ряд типовых воздействий, из них два основных – ступенчатая и импульсная функции.

Ступенчатая функция обозначается  $f(t) = f \cdot 1(t)$ , где  $f = \text{const}$  (рис. 1.24).

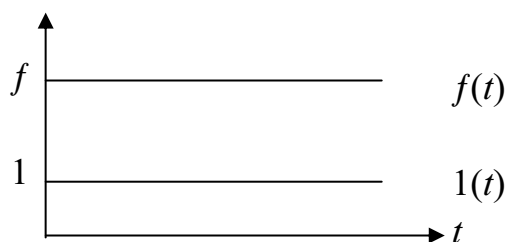


Рис. 1.24. Ступенчатая функция  $f(t) = f \cdot 1(t)$

**Импульсная функция.** Эта функция описывает кратковременное возмущающее воздействие, имеющее характер импульсного толчка, и записывается  $f(t) = f \cdot 1'(t)$ , где  $1'(t)$  – производная от единичной ступенчатой функции:

$$1'(t) = \frac{d}{dt} 1(t) = \delta(t), \quad (1.72)$$

где  $\delta$  – функция (функция Дирака).  $\delta(t)$  представляет собой импульс бесконечно большой амплитуды и бесконечно малой длительности с площадью, равной 1:  $\int_0^t \delta(t) dt = 1$ .

Физически импульсную функцию можно представить в виде прямоугольного импульса высотой  $h$  и длительностью  $\tau$ , если  $h \rightarrow \infty$ , а  $\tau \rightarrow 0$  и  $h \cdot \tau = \text{const}$ . В природе нет идеальной импульсной функции, но она вводится идеальной для исследования систем.

**Определение 1.** Переходный процесс динамического звена при нулевых начальных условиях и единичном ступенчатом воздействии называется *переходной функцией* звена, обозначается  $h(t)$ , т. е. это реакция звена на единичное ступенчатое воздействие.

Если  $f(t) = 1(t)$ , то изображение выходной величины по Карсону:  $X(s) = W(s)F(s) = W(s)$ , т. е. переходная функция может быть записана через передаточную функцию звена (используя обратное преобразование Лапласа–Карсона), т. е. передаточная функция есть изображение по Карсону от переходной функции.

**Определение 2.** Переходный процесс динамического звена при нулевых начальных условиях и воздействии вида  $\delta(t)$  называется *импульсной переходной функцией*, или *весовой функцией*; это реакция звена на  $\delta$ -функцию, обозначается  $K_{\text{и}}(t)$ .

При определении весовой функции предполагаем, что  $f(t) = \delta(t)$ . Изображение весовой функции по Карсону  $F(s) = L[\delta(t)] = S$ , тогда весовая функция по формуле обратного преобразования:

$$K_{\text{и}}(t) = \frac{1}{2\pi j} \int_{c-j\infty}^{c+j\infty} W(s)e^{st} ds, \quad (1.73)$$

т. е. весовая функция является оригиналом от передаточной функции.

Переходная и весовая функции относятся к временным характеристикам динамических звеньев.

### 1.3.5. Передаточная функция в системе регулирования по управлению и возмущению

Задача системы – максимально усилить управляющий сигнал и максимально подавлять возмущающий.

Рассмотрим замкнутую систему регулирования, которую условно разобьем на регулятор и объект регулирования. Тогда структурная схема может быть представлена (рис. 1.25).

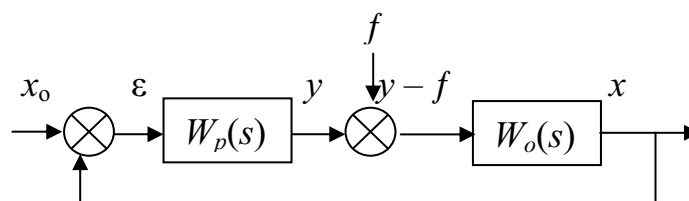


Рис. 1.25. Структурная схема замкнутой системы регулирования:  
 $x_o$  – управляющее воздействие;  $f$  – возмущающее воздействие;  
 $x$  – регулируемая величина

Передаточная функция регулятора:

$$W_p(s) = \frac{K_p(s)}{D_p(s)}; \quad (1.74)$$

передаточная функция объекта регулирования:

$$W_o(s) = \frac{K_o(s)}{D_o(s)}. \quad (1.75)$$

Необходимо найти  $X(s)$ , исключив промежуточное значение  $y$ .

Дифференциальные уравнения в операторной форме:

для регулятора:

$$D_p(p) \cdot y = K_p(p) \cdot (x_o - x), \quad (1.76)$$

для объекта:

$$D_o(p) \cdot x = K_o(p) \cdot (y - f). \quad (1.77)$$

Исключим промежуточную величину  $y$  (координату регулятора):

$$y = \frac{K_p(p)}{D_p(p)} \cdot (x_o - x). \quad (1.78)$$

Значение  $y$  подставим в уравнение (1.77):

$$D_o(p)x \approx K_o(p) \cdot \frac{K_p(p)}{D_p(p)} (x_o - x) - K_o(p) \cdot f. \quad (1.79)$$

Преобразуем:

$$[D_o(p) \cdot D_p(p) + K_o(p)K_p(p)] \cdot x = K_o(p)K_p(p) \cdot x_o - K_o(p)D_p(p) \cdot f. \quad (1.80)$$

Обозначим:  $D(p) = D_o(p)D_p(p)$ ,  $K(p) = K_o(p)K_p(p)$  и перейдем к изображению:

$$[D(s) + K(s)]X(s) = K(s)X_o(s) - K_o(s)D_p(s)F(s). \quad (1.81)$$

Проведем преобразования:

$$X(s) = \frac{K(s)}{D(s) + K(s)} \cdot X_o(s) - \frac{K_o(s)D_p(s)}{D(s) + K(s)} \cdot F(s). \quad (1.82)$$

Умножим числитель и знаменатель дробей правой части уравнения на  $\frac{1}{D(s)}$ :

$$X(s) = \frac{\frac{K(s)}{D(s)}}{1 + \frac{K(s)}{D(s)}} \cdot X_o(s) - \frac{\frac{K_o(s)}{D_o(s)}}{1 + \frac{K(s)}{D(s)}} \cdot F(s), \quad (1.83)$$

отсюда

$$\frac{K(s)}{D(s)} = \frac{K_p(s)}{D_p(s)} \cdot \frac{K_o(s)}{D_o(s)} = W_p(s) \cdot W_o(s) = W(s) \quad (1.84)$$

Это и есть передаточная функция разомкнутой системы.

Уравнение (1.83) запишем в виде

$$X(s) = \frac{W(s)}{1+W(s)} \cdot X_o(s) - \frac{W_o(s)}{1+W(s)} \cdot F(s), \quad (1.85)$$

$$\frac{W(s)}{1+W(s)} = W_{x_o}(s) \quad (1.86)$$

– передаточная функция замкнутой системы по управляющему воздействию.

Аналогично:

$$\frac{W_o(s)}{1+W(s)} = W_f(s) \quad (1.87)$$

– передаточная функция замкнутой системы по возмущающему воздействию.

И окончательно:

$$X(s) = W_{x_o}(s)X_o(s) - W_f(s)F(s). \quad (1.88)$$

Отсюда правило нахождения передаточной функции замкнутой системы по управлению: *возмущающее воздействие приравняется к нулю и находится отношение изображения выходной величины к изображению входной.*

Аналогичное правило по нахождению передаточной функции по возмущению.

Уравнение (1.88) составлено для координаты  $x$ . Во многих случаях удобнее составлять уравнение для ошибки  $\varepsilon = x_o - x$ ,  $x = x_o - \varepsilon$ , следовательно,  $X(s) = X_o(s) - E(s)$ .  $E(s) \div \varepsilon(t)$ , т. е.  $E(s)$  – изображение от оригинала  $\varepsilon(t)$ .

Подставим  $X(s)$  в уравнение (1.81):

$$[D(s) + K(s)] \cdot [X_o(s) - E(s)] = K(s) \cdot X_o(s) - K_o(s) \cdot D_p(s) \cdot F(s), \quad (1.89)$$

отсюда

$$E(s) = \frac{1}{1+W(s)} \cdot X_o(s) + \frac{W_o(s)}{1+W(s)} \cdot F(s). \quad (1.90)$$

Величина  $\varepsilon(t) \div E(s)$  называется полной ошибкой воспроизведения управляющего воздействия.

Величина  $\varepsilon_c(t) \div \frac{1}{1+W(s)} \cdot X_o(s)$  называется собственной ошибкой воспроизведения системы. Она определяется структурой системы, ее параметрами, т. е. зависит от вида передаточной функции ошибки  $\frac{1}{1+W(s)}$  и вида управляющего воздействия  $X_o(t)$ .

Величина  $\varepsilon_f(t) \doteq \frac{W_0(s)}{1+W(s)} \cdot F(s)$  – ошибка воспроизведения системы, вызванная возмущающим воздействием, зависит от структуры системы и от вида нагрузки.

**Пример.** Найти передаточную функцию разомкнутой и замкнутой системы по схеме стабилизации частоты оборотов вала двигателя (см. рис. 1.4). Структурная схема показана на рис. 1.26.

На схеме  $\gamma$  – коэффициент отрицательной обратной связи по скорости (остальные обозначения – см. рис. 1.4).

При нахождении передаточной функции разомкнутой системы управляющий и возмущающий сигналы приравнивают нулю. Затем разрывают цепь главной ООС и в месте разрыва (точки «а» и «б») одну величину берут за входную, а другую – за выходную и находят:

$$W_p(s) = W_0(s) \cdot W_{oc}(s) = K_{\text{ЭМУ}} W_{pd}^u(s) \cdot K_p \cdot W_r(s) \cdot W_d^u(s) \cdot \gamma. \quad (1.91)$$

Это и есть передаточная функция разомкнутой системы; в охватываемую часть вошли первые пять звеньев.

Далее поступают так. Разрыв устраняется, и для нахождения  $W_3^u(s)$  возмущающий сигнал приравняется нулю, передаточная функция находится между точками  $U_0$  и  $\omega$ :

$$W_3^u(s) = \frac{W_0(s)}{1+W_0(s) \cdot W_{oc}(s)} = \frac{W_0(s)}{1+W_p(s)} = \frac{K_{\text{ЭМУ}} W_{pd}^u(s) \cdot K_p W_r(s) \cdot W_d^u(s)}{1+K_{\text{ЭМУ}} W_{pd}^u(s) \cdot K_p W_r(s) \cdot W_d^u(s) \cdot \gamma}. \quad (1.92)$$

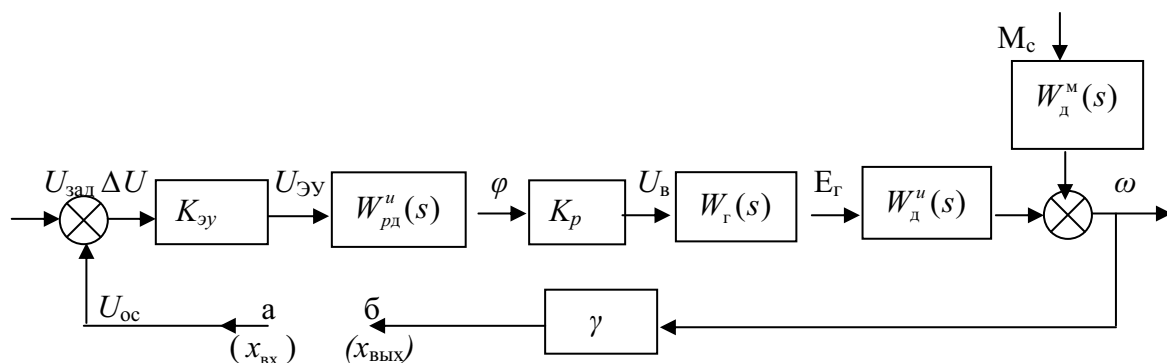


Рис. 1.26. Структурная схема стабилизатора частоты оборотов вала двигателя (астатической системы регулирования)

Аналогично находится передаточная функция замкнутой системы по возмущению. При этом управляющий сигнал приравняется нулю, и система рассматривается между точками  $M_c$  и  $\omega$ :

$$W_3^м(s) = \frac{W_d^м(s) \cdot 1}{1+W_p(s)}. \quad (1.93)$$

Здесь 1 – передаточная функция сумматора.

И схема может быть представлена в виде, приведенном на рис. 1.27.

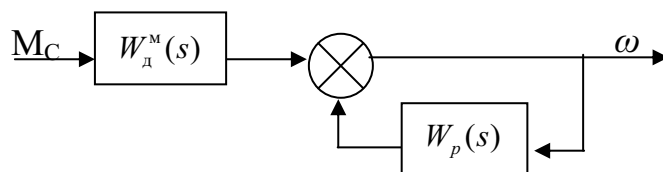


Рис. 1.27. Структурная схема стабилизатора частоты оборотов вала двигателя

Передаточная функция разомкнутой системы используется для исследования устойчивости системы, замкнутой – для исследования статических характеристик и качества регулирования.

#### 1.4. Статика систем автоматического регулирования

Уравнения статики систем описываются алгебраическими уравнениями. Более общим случаем являются переходные режимы САР. И в общем случае все САР описываются дифференциальными или интегральными уравнениями, которые называются уравнениями динамики. Из уравнений динамики могут быть получены уравнения статики при равенстве производных переменных величин нулю. Поскольку интегральное уравнение можно перевести в дифференциальное, то принято в качестве уравнений динамики брать только дифференциальные уравнения.

Статика регулирования изучает равновесные, установившиеся состояния, которые имеют место при постоянных значениях возмущающих и управляющих воздействий на систему.

В результате изменения воздействия от одного постоянного значения до другого в системе возникает переходный процесс. Если САР устойчива, то координаты системы при этом будут стремиться к некоторым установившимся значениям. Эти конечные значения и рассматривает статика.

##### 1.4.1. Статические характеристики элементов и звеньев САР

Всякий элемент системы регулирования может характеризоваться несколькими входными и выходными координатами (рис. 1.28).

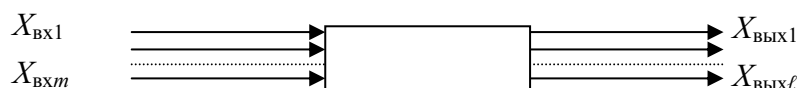


Рис. 1.28. Звено автоматической системы

Для звена в целом можно записать  $\ell$  уравнений:

$$\left. \begin{aligned} X_{\text{вых}1} &= f_1(X_{\text{вх}1}, \dots, X_{\text{вх}m}), \\ X_{\text{вых}2} &= f_2(X_{\text{вх}2}, \dots, X_{\text{вх}m}), \\ &\dots\dots\dots \\ X_{\text{вых}\ell} &= f_\ell(X_{\text{вх}\ell}, \dots, X_{\text{вх}m}). \end{aligned} \right\} \quad (1.94)$$

Эта система уравнений, описывающая установившийся процесс, называется уравнениями статики звена.

Уравнения статики могут быть получены из уравнений динамики при приравнивании к нулю всех производных от координат и от возмущающих воздействий, поскольку значения тех и других в установившемся режиме постоянны.

Возьмем частный случай, когда звено характеризуется одной координатой (одно управляющее воздействие) – рис. 1.29. Статическая характеристика такого звена –  $X_{\text{вых}} = f(X_{\text{вх}})$ .

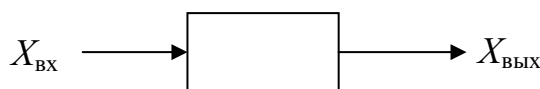


Рис. 1.29. Звено с одним управляющим воздействием

Таковыми простейшими статическими характеристиками описываются многие измерительные, преобразовательные, усилительные, управляющие элементы систем регулирования.

В зависимости от вида функции  $f(X_{\text{вх}})$  звенья разделяются на статические, обладающие статической характеристикой, и астатические, не имеющие статической характеристики. Статические характеристики делятся на *линейные*, у которых функция  $f(X_{\text{вх}})$  в рассматриваемом диапазоне изменения  $X_{\text{вх}}$  и  $X_{\text{вых}}$  есть линейная функция

$$X_{\text{вых}} = a + bX_{\text{вх}}, \quad (1.95)$$

где  $a$  и  $b$  – постоянные, и *нелинейные*, у которых функция  $f(X_{\text{вх}})$  имеет более сложный вид.

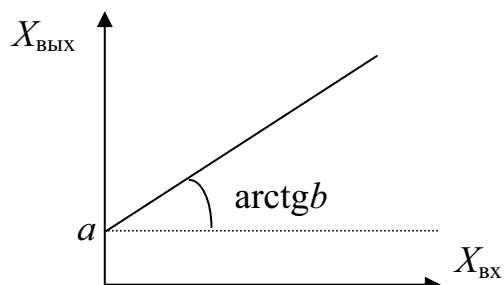


Рис. 1.30. Статическая характеристика линейного звена

Графически статическая характеристика линейного звена прямая (рис. 1.30). Примером статической характеристики линейного звена является характеристика ненагруженного тахогенератора:  $E = k\omega$  (коэф-

фициент  $a = 0$ ), где  $E$  – ЭДС тахогенератора;  $\omega$  – угловая скорость;  $k$  – коэффициент передачи тахогенератора.

Часто уравнение статики линейного звена приводят к виду, чтобы вместо текущих значений координат фигурировали их отклонения от некоторого начального значения:

$$\Delta X_{\text{BX}} = X_{\text{BX}} - X_{0 \text{ BX}}, \quad (1.96)$$

где  $X_{0 \text{ BX}}$  – начальное значение;  $X_{\text{BX}}$  – текущее значение.

Аналогично:

$$\Delta X_{\text{ВЫХ}} = X_{\text{ВЫХ}} - X_{0 \text{ ВЫХ}}. \quad (1.97)$$

Подставим в первоначальное уравнение статики (1.95):

$$X_{0 \text{ ВЫХ}} + \Delta X_{\text{ВЫХ}} = a + b (X_{0 \text{ BX}} + \Delta X_{\text{BX}}).$$

Очевидно, для начального состояния

$$X_{0 \text{ ВЫХ}} = a + b X_{0 \text{ BX}}. \quad (1.98)$$

Вычтем из (1.96) (1.97), получим уравнение статики в отклонениях:

$$\Delta X_{\text{ВЫХ}} = b \Delta X_{\text{BX}}. \quad (1.99)$$

В уравнение статики в отклонениях (1.99) не входит коэффициент  $a$ , т. е. статическая характеристика линейного звена в отклонениях всегда проходит через начало координат с тем же углом наклона (рис. 1.31):

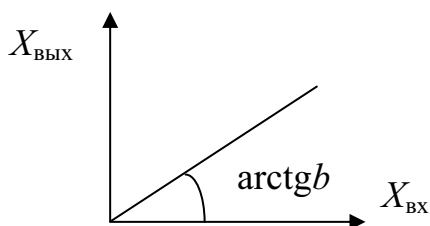


Рис. 1.31. Статическая характеристика линейного звена в отклонениях

В САР есть звенья, характеризующиеся двумя входными координатами и одной выходной. К таким звеньям относятся все объекты регулирования, входными координатами которых является регулирующее воздействие и возмущение. Статическая характеристика в данном случае выглядит:

$$\varphi = f(\mu, q), \quad (1.100)$$

где  $\varphi$  – регулируемая величина объекта;  $\mu$  – регулирующее воздействие;  $q$  – нагрузка.

Графически в треугольной системе координат функция изображается в виде поверхности (рис. 1.32).

Подобное изображение весьма неудобно. Поэтому статические характеристики объектов представляются на плоскости в виде семейства характеристик (рис. 1.33):

$$\varphi = f_1(\mu) \big|_{q = \text{const}} \text{ либо } \varphi = f_2(q) \big|_{\mu = \text{const}}.$$



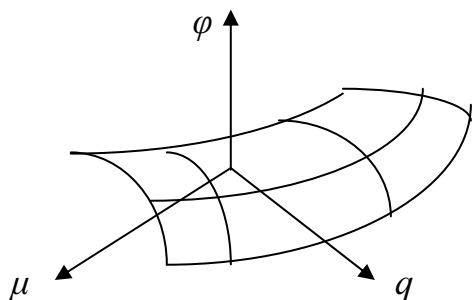


Рис. 1.32. Изображение функции в треугольной системе координат

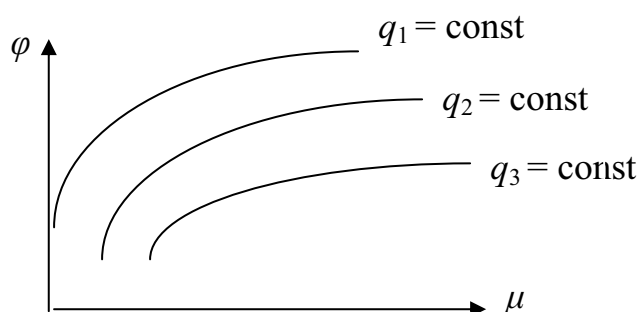


Рис. 1.33. Статические характеристики, представленные в виде семейства кривых

#### 1.4.2. Статические характеристики соединений звеньев

Многие звенья САР по своей конструкции являются направленными, т. е. воздействия в них передаются только в одном направлении. Ниже рассматриваются звенья направленного действия.

Наиболее употребительными соединениями звеньев являются: *параллельное, последовательное и охват звена жесткой обратной связью*.

##### Параллельное соединение звеньев

При параллельном соединении звеньев входные координаты всех звеньев равны, а выходные суммируются (рис. 1.34).

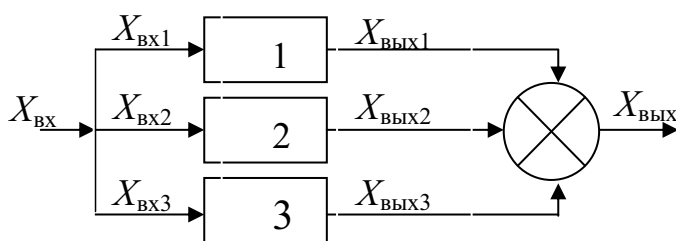


Рис. 1.34. Параллельное соединение звеньев

$$X_{\text{вх}1} = X_{\text{вх}2} = X_{\text{вх}3} = X_{\text{вх}}, X_{\text{вых}} = X_{\text{вых}1} + X_{\text{вых}2} + X_{\text{вых}3}.$$

Для построения статической характеристики параллельных звеньев необходимо в одной системе координат с одинаковым масштабом построить статические характеристики отдельных звеньев и сложить их ординаты (рис. 1.35).

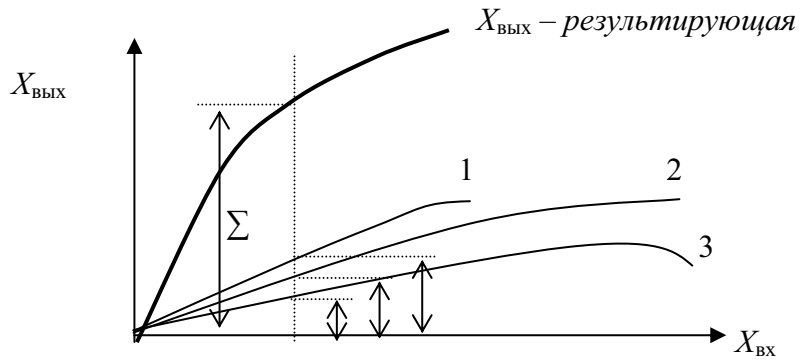


Рис. 1.35. Построение статической характеристики системы из трех параллельно соединенных звеньев с нелинейными характеристиками

При линейных статических характеристиках:

$$\left. \begin{aligned} X_{\text{ВЫХ}1} &= k_1 \cdot X_{\text{ВХ}1}, \\ X_{\text{ВЫХ}2} &= k_2 \cdot X_{\text{ВХ}2}, \\ X_{\text{ВЫХ}3} &= k_3 \cdot X_{\text{ВХ}3}, \\ &\dots\dots\dots \\ X_{\text{ВЫХ}} &= (k_1 + k_2 + k_3 + \dots + k_n) X_{\text{ВХ}} = K \cdot X_{\text{ВХ}}. \end{aligned} \right\} \quad (1.101)$$

Статический коэффициент передачи параллельно соединенных звеньев равен сумме коэффициентов передачи отдельных звеньев:

$$K = (k_1 + k_2 + k_3 + \dots + k_n). \quad (1.102)$$

#### Последовательное соединение звеньев

При последовательном соединении направленных звеньев выходные координаты предыдущего звена являются входными координатами последующего.

Для построения результирующей характеристики строятся отдельные характеристики в разных квадрантах. Наиболее простым является построение в случае трех звеньев (рис. 1.36).

В первом квадранте построена статическая характеристика  $X_{\text{ВЫХ}1} = f(X_{\text{ВХ}1})$  первого звена, во втором квадранте построена характеристика второго звена, в третьем – третьего. Зададимся некоторым значением  $X_{\text{ВХ}1}$  (точка 1), ему соответствует  $X_{\text{ВЫХ}1}$ , которое равно  $X_{\text{ВХ}2}$  и т. д.

При последовательном соединении более трех звеньев сначала проводится их комбинация по три, находятся характеристики групп по три звена в каждой и аналогичным способом находится затем уже характеристика соединения.

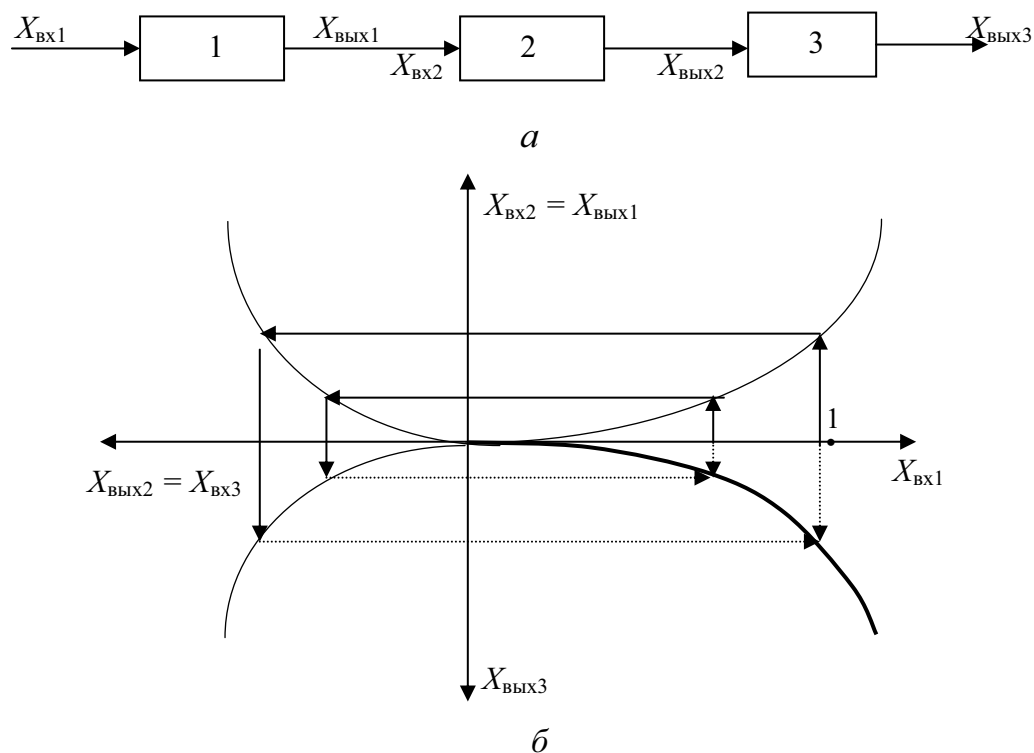


Рис. 1.36. Последовательное соединение звеньев (а);  
построение статической характеристики системы  
из трех последовательно соединенных нелинейных звеньев (б)

При последовательном соединении линейных звеньев (частный случай):

$$\left. \begin{aligned} X_{\text{ВЫХ1}} &= k_1 \cdot X_{\text{BX1}}, \\ X_{\text{ВЫХ2}} &= k_2 \cdot X_{\text{ВЫХ1}}, \\ X_{\text{ВЫХ3}} &= k_3 \cdot X_{\text{ВЫХ2}}, \end{aligned} \right\} \quad (1.103)$$

результатирующая характеристика  $X_{\text{ВЫХ3}} = k_1 k_2 k_3 X_{\text{BX1}}$ .

Таким образом, в случае последовательного соединения линейных звеньев коэффициент передачи системы  $K$  равен произведению коэффициентов передач отдельных звеньев:

$$K = k_1 k_2 k_3. \quad (1.104)$$

### Охват звена жесткой обратной связью

Обратной связью называется такое устройство, при помощи которого часть выходного сигнала передается на вход данного звена (или одного из предыдущих звеньев).

Когда передаваемое обратной связью воздействие зависит только от выходной величины и не зависит от времени, обратная связь называется жесткой.

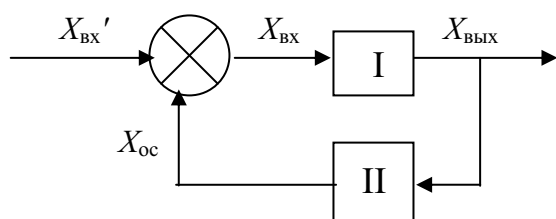


Рис. 1.37. Схема звена, охваченного обратной связью:  
I – охватываемое звено;  
II – звено обратной связи

Согласно схеме (рис. 1.37) часть выходного сигнала звена I подается на его вход через звено II. Пусть статическая характеристика охватываемого звена (без обратной связи)  $X_{\text{ВЫХ}} = f(X_{\text{ВХ}})$  и статическая характеристика обратной связи  $X_{\text{OC}} = \varphi(X_{\text{ВЫХ}})$ . Тогда статическая характеристика звена запишется:

$$X_{\text{ВЫХ}} = f[X_{\text{ВХ}} \pm \varphi(X_{\text{ВЫХ}})]. \quad (1.105)$$

Знак «+» – при положительной обратной связи; «-» – при отрицательной.

В системах регулирования по отклонению регулятор, подключенный к объекту, образует отрицательную обратную связь, поскольку он стремится противодействовать возмущающему воздействию.

На рис. 1.38 показано построение статической характеристики звена при отрицательной обратной связи.

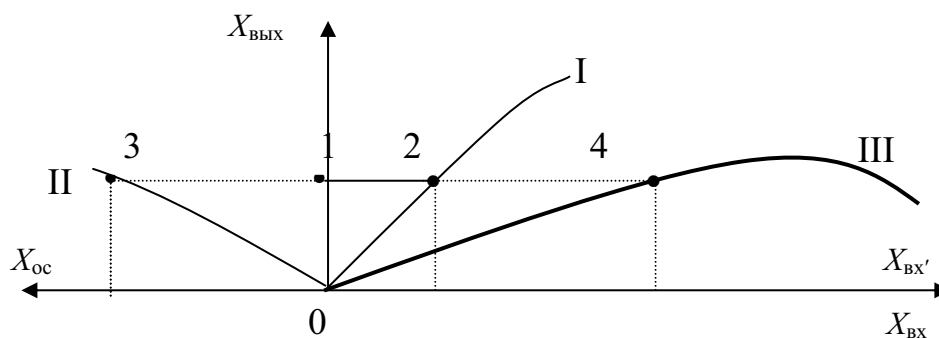


Рис. 1.38. Построение статической характеристики звена, охваченного жесткой отрицательной обратной связью

В первом квадранте строится статическая характеристика охватываемого звена I, во втором – характеристика звена обратной связи II. Результирующая характеристика III строится в первом квадранте.

Для построения статической характеристики звена запишем уравнение сумматора:  $X_{\text{ВХ}} = X'_{\text{ВХ}} - X_{\text{OC}}$ , или  $X'_{\text{ВХ}} = X_{\text{ВХ}} + X_{\text{OC}}$ . Отсюда вытекает и правило построения суммарной характеристики: задаемся выходной величиной звена – точка 1, по ней находим  $X_{\text{ВХ}}$  – точка 2 и  $X_{\text{OC}}$  – точка 3;

к отрезку 1–2 прикладываем отрезок 2–4, равный 1–3, точка 4 является результирующей и т. д.

Отрицательная обратная связь (ООС) делает результирующую характеристику более полой, чем исходная, уменьшает коэффициент передачи звена.

Рассмотрим статическую характеристику звена при положительной обратной связи (ПОС). На рис. 1.39 показано построение статической характеристики звена при ПОС. Характеристики охватываемого звена I и звена обратной связи II (рис. 1.37) рисуются в одном (первом) квадранте. Для ПОС уравнение сумматора  $X_{\text{ВХ}} = X'_{\text{ВХ}} + X_{\text{ОС}}$ , или  $X'_{\text{ВХ}} = X_{\text{ВХ}} - X_{\text{ОС}}$ . Отсюда почти аналогичное, как и при отрицательной обратной связи, построение характеристики: точка 2 результирующей характеристики определяется как разность отрезков (0–3) минус (0–1) и т. д.

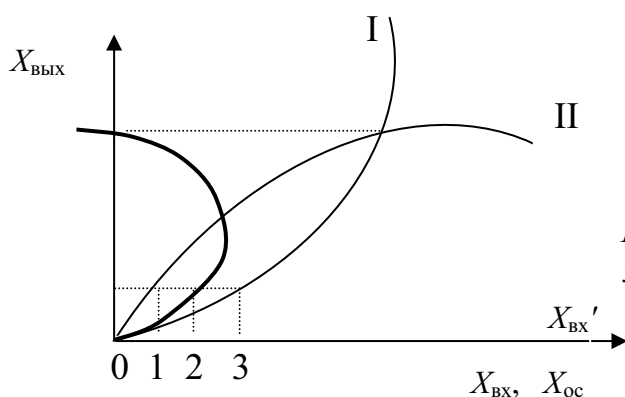


Рис. 1.39. Построение статической характеристики звена, охватываемого жесткой положительной обратной связью

Положительная обратная связь делает результирующую характеристику более крутой, увеличивает коэффициент передачи.

Рассмотрим приведенные два случая для линейных звеньев:

$X_{\text{ВЫХ}} = k_o X_{\text{ВХ}}$  и  $X_{\text{ОС}} = k_{oc} X_{\text{ВЫХ}}$ , где  $k_o$  – коэффициент передачи охватываемого звена.

Результирующая характеристика  $X_{\text{ВЫХ}} = k_o X_{\text{ВХ}} = k_o (X'_{\text{ВХ}} \pm k_{oc} X_{\text{ВЫХ}})$ .

$$X_{\text{ВЫХ}} = \frac{k_o}{1 \mp k_o k_{oc}} \cdot X'_{\text{ВХ}}. \quad (1.106)$$

Здесь знак минус относится к ПОС, знак плюс – к ООС.

Коэффициент передачи звена с обратной связью:

$$k = \frac{k_o}{1 \mp k_o k_{oc}}. \quad (1.107)$$

ПОС увеличивает коэффициент передачи, ООС – уменьшает.

## Статическая характеристика замкнутой системы регулирования

Любая схема регулятора в системе регулирования одной величины может быть приведена к схеме, показанной на рис. 1.40 (комбинированная САР).

Примем звенья приведенной САР с линейными характеристиками.

На схеме регулятор представлен в виде двух частей: часть  $Rq$ , реагирующая на нагрузку  $q$ , и часть  $Rx$ , реагирующая на отклонение регулируемой величины  $x$ ;  $y$  и  $u$  – выходные величины регуляторов. Регулирующее воздействие  $z = -y + u$ . Статические характеристики объекта представлены семейством кривых I (рис. 1.41); кривая  $q_0$  есть кривая холостого хода объекта (при  $q = 0$ ).

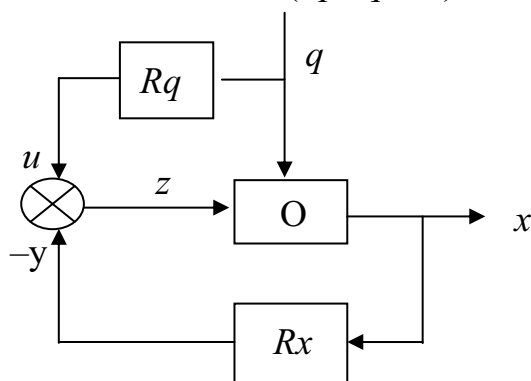


Рис. 1.40. Обобщенная схема комбинированной САР:  
 $O$  – объект регулирования;  
 $q$  – нагрузка на объект;  
 $z$  – регулирующее воздействие (перемещение регулирующего органа)

Статическая характеристика регулятора по отклонению (при отсутствии канала воздействия по нагрузке) показана линией  $q_0$  в семействе кривых II. Это падающая кривая, т. к. ООС (при возрастании  $x$ ,  $z$  уменьшается).

Точки пересечения этой кривой с характеристиками объекта дают значения  $x$  при различных нагрузках, устанавливающихся в системе регулирования только по отклонению.

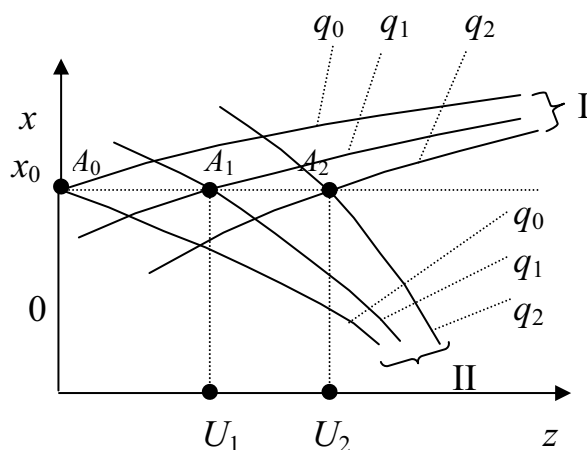


Рис. 1.41. Построение статической характеристики замкнутой системы регулирования

На рис. 1.42 показаны статические характеристики регулятора по нагрузке.

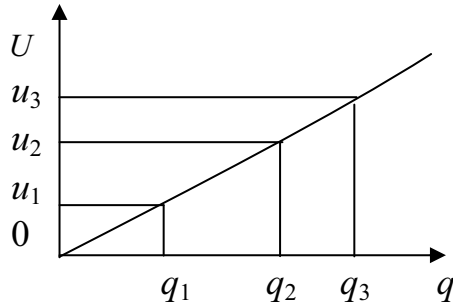


Рис. 1.42. Статические характеристики регулятора по нагрузке

При одновременной работе обоих регуляторов и нагрузке  $q \neq 0$  (например,  $q = q_1$ ) характеристика сместится вправо (на значение  $U_1$ ). Таким образом получим семейство характеристик комбинированного регулятора для разных значений нагрузки  $q$ .

Статическая характеристика системы комбинированного регулирования проходит через точки пересечения ( $A_1, A_2$  и т. д.) семейства кривых регулятора II и семейства кривых объекта I. При соответствующем подборе характеристик ее можно сделать горизонтальной прямой, параллельной оси  $z$ . То есть при наличии регулятора по нагрузке характеристика регулирования может быть получена такой же, что и в системе астатического регулирования.

Рассмотрим статическую характеристику всей системы, когда все звенья линейные (линейная замкнутая САР).

Воспользуемся относительными координатами, т. е.  $x, y$  и  $z$  будем рассматривать в обозначениях, вводя

$$\varphi = \frac{\Delta x}{x_n}, \quad \mu = \frac{\Delta z}{z_n}, \quad \nu = \frac{\Delta q}{q_n}, \quad (1.108)$$

где  $\varphi$  – регулируемая величина,  $\mu$  – регулирующее воздействие,  $\nu$  – нагрузка в безразмерной записи (в относительных единицах),  $x_n, z_n, q_n$  взяты в качестве базовых, номинальных значений. В этом случае:

- статическая характеристика объекта

$$\varphi = K_0(\mu - \nu), \quad (1.109)$$

где  $K_0$  – статический коэффициент передачи объекта;

- статическая характеристика регулятора по отклонению

$$\mu_1 = -K_p \varphi, \quad (1.110)$$

где  $K_p$  – статический коэффициент передачи регулятора, т. е. регулирующее воздействие прямо пропорционально регулируемой величине (но отрицательная обратная связь);

- статическая характеристика регулятора по нагрузке

$$\mu_2 = K_n \nu, \quad (1.111)$$

где  $K_n$  – статический коэффициент передачи регулятора по нагрузке (положительная обратная связь).

Общее регулирующее воздействие  $\mu = \mu_1 + \mu_2$ :

$$\mu = -K_P \varphi + K_H v. \quad (1.112)$$

Из уравнений (1.109) и (1.112) находим  $\varphi$  – уравнение статической характеристики комбинированной САР:

$$\varphi = \frac{K_o(K_H - 1)}{1 + K_o K_P} v. \quad (1.113)$$

При  $K_H = 1$  регулируемая величина  $\varphi$  не зависит от нагрузки, т. е. имеем астатическую систему.

При  $K_H = 0$ , т. е. нет регулятора по нагрузке, имеем статическую характеристику системы по отклонению:

$$\varphi = -\frac{K_o}{1 + K_o K_P} v. \quad (1.114)$$

И здесь подтверждается условие для статической САР: с увеличением нагрузки регулируемая величина уменьшается.

Определим статизм системы. Относительное уменьшение регулируемой величины при изменении нагрузки на номинальную величину ( $\Delta q = q_n$ ), т. е. при изменении относительной нагрузки на единицу ( $v = 1$ ), называется статизмом регулирования, или статизмом системы  $\delta_c$ . Тогда

$$\varphi = -\frac{K_o}{1 + K_o K_P} = -\delta_c \quad (1.115)$$

или статизм системы:

$$\delta_c = \frac{K_o}{1 + K_o K_P}. \quad (1.116)$$

## 1.5. Устойчивость систем автоматического регулирования

Всякая САР подвержена воздействию возмущающих сил. Эти силы стремятся вывести систему из состояния равновесия. Если система устойчива, то она противостоит действию возмущающих сил, а будучи выведенной из равновесия, возвращается к нему с определенной точностью. Неустойчивая система после действия возмущающих сил не возвращается к равновесному состоянию, либо удаляется от него, либо совершает недопустимые колебания около равновесного состояния.

Понятие устойчивости может быть проиллюстрировано на примере шар–плоскость (рис. 1.43).

**Пример 1** (рис. 1.43, а). Под действием возмущающих сил шар переместился из точки  $A_0$  в точку  $A_1$ . После действия этих сил шар вернется в точку  $A_0$  – положение шара на вогнутой плоскости устойчиво. Поскольку есть трение, то, конечно, шар вернется не точно в точку  $A_0$ , а



остановится рядом. Система будет устойчивой, если она от возмущенного состояния перейдет в некоторую конечную область, окружающую невозмущенное состояние равновесия.

Здесь и далее точка  $A_0$  – невозмущенное состояние равновесия системы, точка  $A_1$  – возмущенное состояние системы.

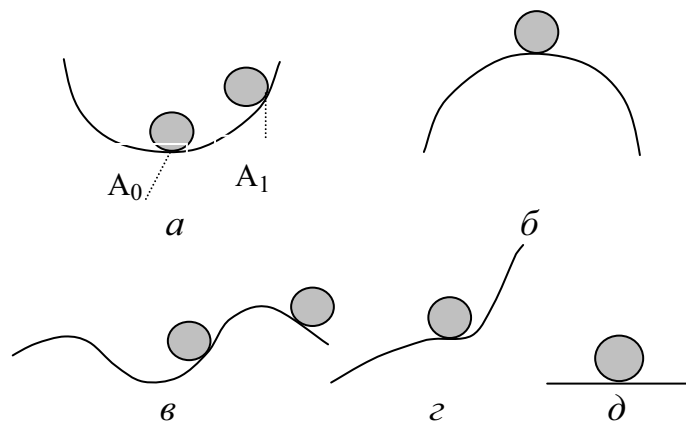


Рис. 1.43. Примеры на раскрытие понятия устойчивости систем:  
 а – устойчивое положение шара; б – неустойчивое положение шара;  
 в – система устойчива в малом и неустойчива в большом;  
 г – полуустойчивое состояние равновесия системы;  
 д – безразличное состояние равновесия

**Пример 2** (рис. 1.43, б). Здесь шар не вернется в свое состояние равновесия в точку  $A_0$  – случай неустойчивого положения шара на плоскости.

Есть и другие виды систем: рис. 1.43, в, г, д.

От чего зависит устойчивость системы? Вспомним формулу переходного процесса:  $X(t) = X_b(t) + X_c(t)$ , где  $X_b(t)$  – вынужденная составляющая переходного процесса;  $X_c(t)$  – собственная составляющая переходного процесса.

Для правильного воспроизведения входного воздействия необходимо, чтобы собственная составляющая переходного процесса  $X_c(t)$  затухала:

$$X_c(t) = \sum C_k \cdot e^{S_k t}. \quad (1.117)$$

Для устойчивости системы требуется выполнение равенства:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} X_c(t) = \lim_{t \rightarrow \infty} \sum_{k=1}^n C_k e^{S_k t} = 0, \quad (1.118)$$

где  $S_k$  – корень характеристического уравнения системы;  $n$  – число корней;  $C_k$  – коэффициент.

При выполнении этого равенства говорят, что система асимптотически устойчива.

Какие условия нужно наложить на корни характеристического уравнения  $S_k$ , чтобы выполнялось равенство?

Основы теории устойчивости изложил русский ученый А.М. Ляпунов. Им сформулированы теоремы об устойчивости САР.

**Теорема 1.** Линейная САР устойчива, если все корни ее характеристического уравнения имеют отрицательные вещественные части.

**Теорема 2.** Линейная САР неустойчива, если среди корней ее характеристического уравнения найдется хотя бы один с положительной вещественной частью.

**Теорема 3.** Линейная САР нейтрально устойчива (т. е. находится на грани устойчивости), если среди корней ее характеристического уравнения имеется один с нулевой вещественной частью, а остальные корни имеют отрицательные вещественные части.

В общем случае корни характеристического уравнения могут быть вещественные, комплексные попарно сопряженные, чисто мнимые попарно сопряженные и нулевые:

$$S_k = \alpha_k + j \omega_k. \quad (1.119)$$

Графически корни на комплексной плоскости могут быть изображены точкой (рис. 1.44).

Все корни, которые имеют положительные вещественные части, располагаются в правой полуплоскости и наоборот. Корни с положительными вещественными частями называются правыми корнями, с отрицательными — левыми. Тогда условие устойчивости может быть сформулировано: *система будет устойчивой, если все корни ее характеристического уравнения будут левыми.*

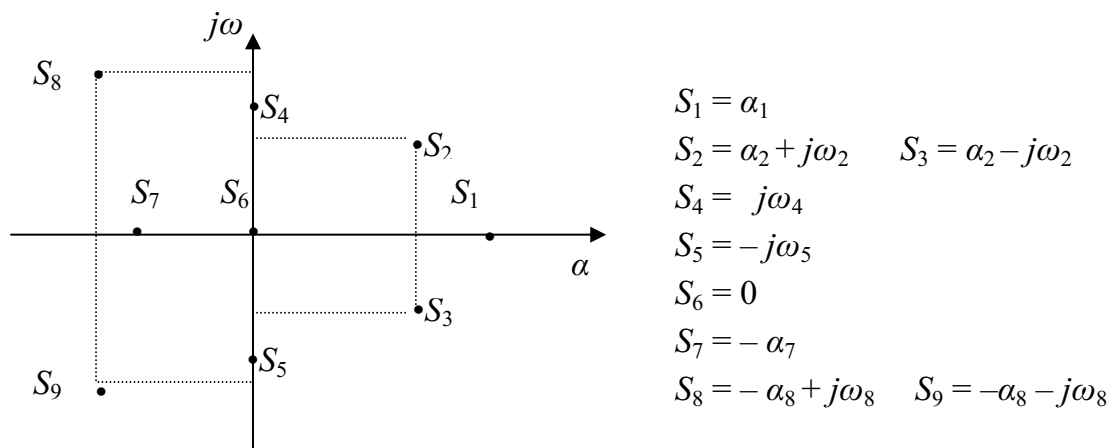


Рис. 1.44. Графическое представление корней характеристического уравнения на комплексной плоскости

Таким образом, для определения устойчивости системы нужно найти корни ее характеристического уравнения, что является трудной задачей.

Есть другой способ определения устойчивости систем, не находя корней характеристического уравнения, – через критерии устойчивости.

### **1.5.1. Критерии устойчивости**

*Математическая формулировка условий, которым должны удовлетворять коэффициенты характеристического уравнения, чтобы корни этого уравнения были левыми, называется критерием устойчивости.*

В теории автоматического регулирования известен ряд критериев устойчивости, которые разбиваются на алгебраические и частотные. К алгебраическим критериям относятся: критерии Рауса и Гурвица, к частотным – критерий Найквиста и Михайлова. Алгебраические критерии устойчивости предпочтительнее применять при исследованиях систем до пятого порядка, а выше пятого порядка удобнее применять частотные критерии.

Для примера рассмотрим алгебраический критерий Гурвица и частотный – Михайлова.

#### **Алгебраический критерий устойчивости Гурвица**

Критерий устойчивости Гурвица аналогичен критерию Рауса, но более прост и поэтому широко применяется. Критерий основан на построении специальных определителей из коэффициентов характеристического уравнения. Эти определители называются определителями Гурвица.

Характеристическое уравнение в общем виде запишется:

$$a_0 \cdot S^n + a_1 \cdot S^{n-1} + a_2 \cdot S^{n-2} + \dots + a_{n-1} \cdot S + a_n = 0. \quad (1.120)$$

Правило построения (составления) главного определителя Гурвица  $\Delta_n$  ( $n$  – порядок системы):

1) по главной диагонали определителя выписываются все коэффициенты характеристического уравнения, начиная от  $a_1$  до  $a_n$ , в порядке возрастания индексов;

2) все столбцы определителя дополняются вверх от главной диагонали коэффициентами с возрастающими индексами, а вниз – с убывающими;

3) порядок определителя Гурвица равен степени характеристического уравнения;

4) главный определитель Гурвица  $\Delta_n$  равен:

$$\Delta_n = a_n \cdot \Delta_{n-1}, \quad (1.121)$$

где  $\Delta_{n-1}$  – предпоследний определитель;

$$(1.122)$$

Из главного определителя Гурвица  $\Delta_n$  могут быть получены вспомогательные определители Гурвица  $\Delta_k$ , где  $k = 1, 2, 3, \dots, (n - 1)$ :

$$(1.123)$$

(1.124)

(1.125)

Формулировка критерия Гурвица: для того чтобы замкнутая система регулирования была устойчива, необходимо и достаточно, чтобы все определители Гурвица  $\Delta_k$  были одного знака с коэффициентом характеристического уравнения  $a_0$ .

Рассмотрим два конкретных примера систем первого и второго порядка.

51

Характеристическое уравнение системы второго порядка

$$a_0 S^2 + a_1 S + a_2 = 0. \quad (1.126)$$

Определить

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} a_1 & 0 \\ a_0 & a_2 \end{vmatrix} = a_1 a_2 > 0, \quad (1.127)$$

$a_0 > 0$ ,  $\Delta_1 = a_1$  и должен быть больше нуля, следовательно  $a_2 > 0$ , тогда формулировка критерия Гурвица относительно системы второго порядка следующая: *необходимым и достаточным условием устойчивости системы второго порядка является положительность коэффициентов ее характеристического уравнения.*

В табл. 1.1 приводятся условия устойчивости САР по Гурвицу.

Таблица 1.1

Порядок ( $n$ ) дифференциального уравнения САР	Условия устойчивости по Гурвицу
1	$a_0 > 0, a_1 > 0$
2	$a_0 > 0, a_1 > 0, a_2 > 0$
3	$a_0 > 0, a_1 > 0, a_2 > 0, a_3 > 0, a_1 a_2 > a_0 a_3$
4	$a_0 > 0, a_1 > 0, a_2 > 0, a_3 > 0, a_4 > 0,$ $a_3(a_1 a_2 - a_0 a_3) - a_1^2 a_4 > 0$
5	$a_0 > 0, a_1 > 0, a_2 > 0, a_3 > 0, a_4 > 0, a_5 > 0,$ $a_1 a_2 > a_0 a_3$ $(a_1 a_2 - a_0 a_3)(a_3 a_4 - a_2 a_5) > (a_1 a_4 - a_0 a_5)^2$

**Пример 1.** Характеристическое уравнение автоматической системы:

$$D(s) = a_0 s^4 + a_1 s^3 + a_2 s^2 + a_3 s + a_4 = 0.$$

При коэффициентах уравнения  $a_0 = 2 \cdot 10^{-6}$ ,  $a_1 = 2 \cdot 10^{-2}$ ,  $a_2 = 3$ ,  $a_3 = 130$ ,  $a_4 = 10^5$  определить, устойчива ли система.

Матрица Гурвица:

$$\Delta_4 = \begin{vmatrix} 2 \cdot 10^{-2} & 130 & 0 & 0 \\ 2 \cdot 10^{-6} & 3 & 10^5 & 0 \\ 0 & 2 \cdot 10^{-2} & 130 & 0 \\ 0 & 2 \cdot 10^{-6} & 3 & 10^5 \end{vmatrix},$$

$$\Delta_1 = 2 \cdot 10^{-2} > 0, \Delta_2 = 2 \cdot 10^{-2} \cdot 3 - 2 \cdot 10^{-6} \cdot 130 \approx 0,06 > 0,$$

$$\Delta_3 = a_3 \Delta_2 - a_1^2 a_4 = 130 \cdot 0,06 - (2 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 10^5 < 0.$$

Не вычисляя  $\Delta_4$ , можно сказать, что данная система неустойчива.

**Пример 2.** Характеристическое уравнение автоматической системы:

$$D(s) = 0,001s^4 + 0,035s^3 + 0,355s^2 + 1,15s + 5 = 0.$$

Все коэффициенты уравнения положительны – первое условие устойчивости системы выполняется.  $\Delta_4 = \Delta_3 a_4$ . Если  $\Delta_3 > 0$ , то система устойчива.

$$\Delta_3 = \begin{vmatrix} 0,035 & 1,15 & 0 \\ 0,001 & 0,355 & 5 \\ 0 & 0,035 & 1,15 \end{vmatrix} = 1,15(0,035 \cdot 0,355 - 0,001 \cdot 1,15) - 0,035^2 \cdot 5 = 0,007 > 0,$$

т. е. система устойчива.

### Частотный критерий устойчивости Михайлова

Для использования критерия Михайлова берется характеристическое уравнение замкнутой системы вида

$$D(s) = a_0 \cdot s^n + a_1 \cdot s^{n-1} + a_2 \cdot s^{n-2} + \dots + a_{n-1} \cdot s + a_n = 0. \quad (1.128)$$

Если в полиноме  $D(s)$  вместо  $s$  подставить  $j\omega$ , то получим так называемую характеристическую функцию Михайлова:

$$D(j\omega) = a_0 (j\omega)^n + a_1 (j\omega)^{n-1} + a_2 (j\omega)^{n-2} + \dots + a_{n-1} (j\omega) + a_n. \quad (1.129)$$

Как всякая комплексная функция,  $(j\omega)$  может быть представлена:

$$D(j\omega) = \varphi(\omega) + j\psi(\omega), \quad (1.130)$$

где  $\varphi(\omega) = a_n - a_{n-2}\omega^2 + a_{n-4}\omega^4 + \dots$  – вещественная функция Михайлова,  $\psi(\omega) = \omega(a_{n-1} - a_{n-3}\omega^2 + a_{n-5}\omega^4 + \dots)$  – мнимая функция Михайлова.

Для каждого значения  $\omega$  функция Михайлова будет представлять собой вектор в комплексной плоскости. Если в функции Михайлова величине  $\omega$  придавать последовательно значения от 0 до  $\infty$ , то получим семейство векторов.

Кривая, являющаяся геометрическим местом точек концов векторов при изменении в функции Михайлова значений  $\omega$  от 0 до  $\infty$ , называется годографом кривой Михайлова.

По расположению годографа на комплексной плоскости можно определить, устойчива система или нет.

*Для того чтобы замкнутая САУ была устойчива, необходимо и достаточно, чтобы вектор кривой Михайлова  $D(j\omega)$  при изменении  $\omega$  от 0 до  $\infty$ , начав свое движение на вещественной положительной полуоси и вращаясь только против часовой стрелки, последовательно прошел  $n$  квадрантов комплексной плоскости, где  $n$  – порядок системы.*

Виды кривых Михайлова для устойчивых систем показаны на рис. 1.45.

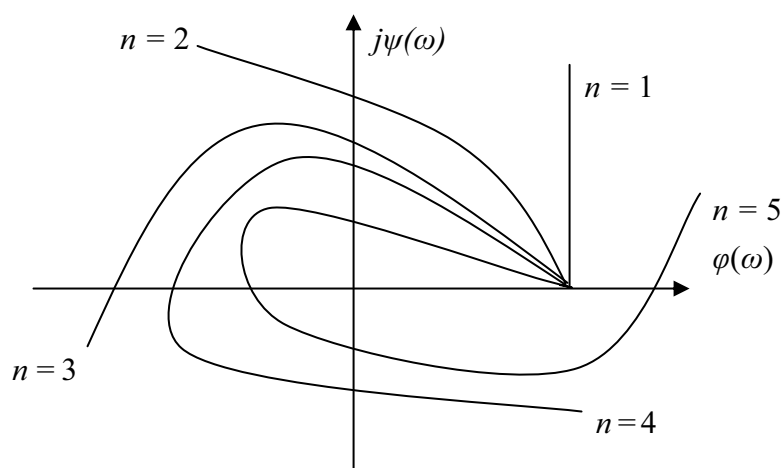


Рис. 1.45. Примеры кривых Михайлова для устойчивых систем ( $n$  – порядок системы)

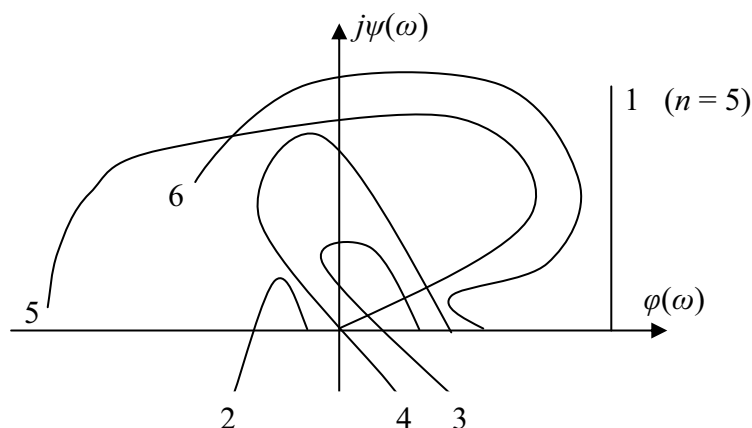


Рис. 1.46. Виды кривых Михайлова для неустойчивых систем

Признаки неустойчивых САР по виду кривых Михайлова (рис. 1.46):

- 1 – число пройденных квадрантов не равно  $n$ ;
- 2 – кривая Михайлова при  $\omega = 0$  началась не на вещественной полуоси;
- 3 – нарушилась последовательность прохождения квадрантов;
- 4 – кривая Михайлова прошла через начало координат (это либо неустойчивая САР, либо на границе устойчивости);
- 5 – кривая Михайлова начала свое движение из начала координат;
- 6 – кривая Михайлова в некоторой области изменения частоты двигалась по часовой стрелке.

При необходимости системы исследуются на устойчивость в области одного-двух параметров. И при необходимости в схему вводятся корректирующие цепи (звенья), приводящие к устойчивой работе системы.

**Пример 3.** Систему примера 2 проверим на устойчивость с помощью критерия Михайлова (рис. 1.47):

$$D(s) = 0, D(j\omega) = 0,$$

$$D(j\omega) = 0,001\omega^4 - 0,035j\omega^3 - 0,355\omega^2 + 1,15j\omega + 5 = 0,$$

$$D(j\omega) = (0,001\omega^4 - 0,355\omega^2 + 5) - j(0,035\omega^3 - 1,15\omega) = 0$$

или

$$\varphi(\omega) = 0,001\omega^4 - 0,355\omega^2 + 5, \quad \psi(\omega) = -0,035\omega^3 + 1,15\omega = 0.$$

$\omega$	0	1	3	5	6	$\infty$
$\varphi(\omega)$	+5	+4,68	+2,17	-2,88	-5	$+\infty$
$\psi(\omega)$	0	+1,12	+2,51	+1,37	-0,64	$-\infty$

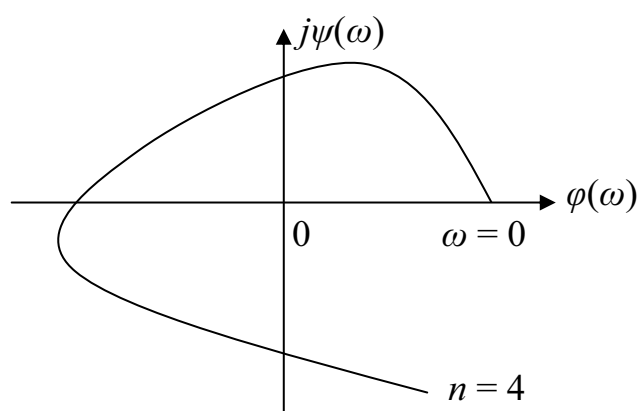


Рис. 1.47. Годограф Михайлова для устойчивой системы четвертого порядка

Построенная кривая отвечает всем условиям критерия Михайлова к устойчивым системам.

### Контрольные вопросы

1. Раскрыть понятие – автоматическая система. Основные звенья (узлы) системы.
2. Разомкнутые, замкнутые автоматические системы, привести примеры.
3. Дать определение обратной связи; виды обратных связей.
4. Принцип регулирования по отклонению: дать определение, привести пример использования данного принципа.
5. Принцип регулирования по возмущению: дать определение, привести пример использования данного принципа.
6. Привести примеры классификаций систем автоматического регулирования.
7. Статическое автоматическое регулирование: дать определение, привести пример статического регулятора.



8. Астатическое автоматическое регулирование: дать определение, привести пример астатического регулятора.
9. Что такое алгоритм (закон) регулирования? Привести примеры алгоритмов регуляторов (в общем виде).
10. Основные требования к автоматическим системам управления.
11. Методика составления линейных дифференциальных уравнений систем автоматического регулирования.
12. Уравнения типовых звеньев систем автоматического регулирования.
13. Передаточные функции линейных систем автоматического регулирования и их элементов. Преобразование Лапласа–Карсона. Изображение линейного дифференциального уравнения.
14. Структурные схемы и их преобразования. Основные правила преобразования структурных схем.
15. Переходные процессы в системах автоматического регулирования.
16. Статические характеристики элементов и звеньев систем автоматического регулирования. Статические характеристики соединений звеньев.
17. Устойчивость систем автоматического регулирования.

### **Список литературы**

1. Воронов А.А. Основы теории автоматического управления. Ч. 1. – М.; Л.: Изд-во «Энергия», 1965. – 396 с.
2. Иванов А.А. Теория автоматического управления и регулирования: учебное пособие. – М.: Недра, 1970. – 352 с.
3. Основы теории автоматического регулирования: учебник для вузов / В.И. Крутов, Ф.М. Данилов, П.К. Кузьмик и др.; под ред. В.И. Крутова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1984. – 368 с.
4. Храменков В.Г. Контроль и автоматизация технологических процессов при бурении геологоразведочных, нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004.

---

---

## 2. ЭЛЕМЕНТЫ АВТОМАТИКИ И КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ АППАРАТУРЫ

### 2.1. Функции и общие характеристики элементов автоматики и контрольно-измерительной аппаратуры

Системы автоматики состоят из отдельных связанных между собой элементов. Свойства систем автоматики зависят от свойств элементов, из которых они составляются. Задачей каждого элемента является качественное или количественное автоматическое преобразование воздействия, полученного от предыдущего звена системы, и передача его последующему звену.

В общем виде всякий элемент автоматики можно рассматривать как преобразователь энергии, на вход которого подается некоторая величина  $X$ , с выхода получается величина  $Y$  (рис. 2.1, а). При этом в одних элементах энергия величины  $Y$  черпается исключительно из энергии величины  $X$ . В других элементах имеется вспомогательный источник энергии  $Z$ , а величина  $X$  управляет передачей энергии источника  $Z$  в выходную величину  $Y$  (рис. 2.1, б).

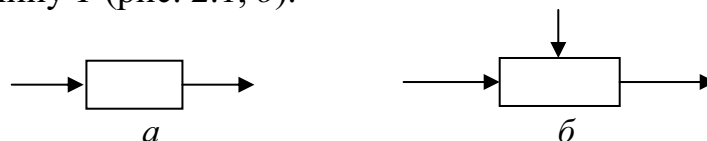


Рис. 2.1. Схематичное представление элемента автоматики:

а – элемент автоматики с внутренним преобразователем энергии; б – элемент автоматики с преобразованием вспомогательного источника энергии

При наличии вспомогательного источника, очевидно, возможно усиление, т. е. преобразование малой входной энергии величины  $X$  в изменение большой выходной энергии величины  $Y$ . Величины  $X$  и  $Y$  могут быть как электрическими (ток, напряжение, сопротивление), так и неэлектрическими (перемещение, температура, скорость, давление и т. д.). Хотя неэлектрические элементы (механические, гидравлические, пневматические) также находят себе применение в автоматике, но в подавляющем большинстве случаев используются электрические элементы.

#### 2.1.1. Функции элементов автоматики и контрольно-измерительной аппаратуры. Определения

Функции, выполняемые элементами автоматики, весьма разнообразны. С их помощью осуществляются измерительные, управляющие, исполнительные и воспроизводящие органы автоматических систем. Подразделяя элементы по характеру выполняемых функций, можно вы-

делить следующие их основные виды: датчики, усилители, стабилизаторы, реле, распределители, двигатели.

Датчик служит для преобразования контролируемой или регулируемой величины в величину другого вида, более удобную для воздействия на управляющий орган системы автоматики.

Усилитель служит для количественного преобразования (усиления) входной величины.

Назначение стабилизатора заключается в поддержании постоянства выходной величины при изменении в заданных пределах входной величины.

Двигатель преобразует энергию того или иного вида в механическое движение.

Функции распределителя заключаются в поочередном подключении одной цепи к ряду других цепей.

Реле могут выполнять весьма различные функции: быть в качестве чувствительных элементов, усилителей и т. д.

По физическим принципам, лежащим в основе действия элементов, их можно подразделить на следующие элементы: электромеханические, ферромагнитные, электротепловые, электронные, радиоактивные.

Один и тот же физический принцип может быть применен для осуществления различных функций, выполняемых элементами.

*Электромеханические элементы* основаны на взаимном преобразовании электрических и механических величин и играют в автоматике весьма большую роль. Многие системы строятся полностью на электромеханических элементах.

Электромеханические элементы могут выполнять многообразные функции в системах автоматики: служить датчиками, исполнительными органами, реле, распределителями, стабилизаторами, усилителями и т. д.

Датчики, например, преобразуют механические величины (перемещение, давление, скорость и т. п.) в электрические (ЭДС, сопротивление).

В электромеханическом исполнительном органе, наоборот, электрическая величина (ток, напряжение) преобразуется в механическую (перемещение клапана, поворот вала и т. п.).

В реле электрическая величина (ток) преобразуется в замыкание или размыкание электрических контактов.

Таким образом, входные и выходные величины электромеханических элементов могут быть как механическими, так и электрическими, причем эти элементы обязательно содержат взаимное преобразование электрических и механических величин.

Недостатком электромеханических элементов является то, что вследствие наличия в них подвижных частей они подвержены износу и требуют за собой известного ухода.

Увеличение надежности и долговечности систем автоматики достигается путем применения элементов, не содержащих подвижных частей. К таким элементам относятся, в частности, ферромагнитные элементы.

*Ферромагнитными элементами* автоматики называются дроссели и трансформаторы с ферромагнитными сердечниками.

Вследствие явления насыщения индукция в ферромагнитном сердечнике не пропорциональна напряженности поля, а зависит от нее нелинейным образом. Это обстоятельство используется в автоматике для построения элементов, выполняющих различные функции: магнитных усилителей, бесконтактных реле, стабилизаторов напряжения и др.

Отсутствие износа и старения являются важным преимуществом ферромагнитных элементов и причиной широкого применения. В то же время необходимо отметить их значительную инерционность.

*Электротепловые элементы* автоматики основаны на непосредственном преобразовании тепловой энергии в изменение электрической величины – ЭДС или сопротивления. При этом тепловая энергия получается или извне, или путем преобразования электрической энергии.

В зависимости от вида выходной электрической величины электротепловые элементы можно подразделить на термопары и терморезисторы. Термопары являются датчиками температуры. Они преобразуют тепловую энергию в ЭДС. Терморезисторы преобразуют изменение температуры в изменение сопротивления. Кроме того, они применяются в качестве нелинейных сопротивлений для построения стабилизаторов, реле и т. д. В этом случае используется зависимость сопротивления от величины тока, нагревающего его.

С помощью *электронно-ионных и полупроводниковых приборов* в системах автоматики выполняются, в частности, такие распространенные узлы, как выпрямители и усилители, стабилизаторы напряжения и тока, схемы релейного действия и т. д.

*Радиоактивные элементы.* В ряде автоматических устройств используется проникающая способность радиоактивного излучения и степень его поглощения веществом. Другая группа автоматических устройств основана на использовании явления рассеянного излучения. Ряд устройств автоматического контроля основан на ионизирующей способности радиоактивного излучения. Достоинствами автоматических устройств с радиоактивными элементами являются, прежде всего, осуществление контроля без непосредственного контакта с объектом и малая инерционность.

### **2.1.2. Общие характеристики элементов автоматики и контрольно-измерительной аппаратуры**

Элементы автоматики являются преобразователями энергии. Связь между значениями входной и выходной величинами  $X$  и  $Y$  (рис. 2.1) определяется некоторой зависимостью  $Y = f(X)$ . Свойства элементов могут быть определены с помощью ряда общих характеристик. Этими характеристиками элементов являются: коэффициент преобразования, чувствительность, порог чувствительности, коэффициент усиления, коэффициент стабилизации, характеристики усилителей с обратной связью, характеристики элементов в динамическом режиме.

Перечисленные характеристики являются общими, т. е. применяются ко всем элементам, выполняющим те или иные функции, независимо от физического принципа действия и конструктивного их выполнения.

Основной общей характеристикой элемента является коэффициент преобразования. Он представляет собой отношение выходной величины элемента  $Y$  к входной величине  $X$  или отношение приращения выходной величины ( $\Delta y$ ;  $dy$ ) к приращению входной величины ( $\Delta x$ ;  $dx$ ). Во многих применениях коэффициент преобразования называют для первого случая статическим коэффициентом преобразования

$$K = \frac{Y}{X}, \quad (2.1)$$

а для второго случая – динамическим коэффициентом преобразования

$$K' = \frac{\Delta y}{\Delta x} \cong \frac{dy}{dx}. \quad (2.2)$$

Величины коэффициентов преобразования  $K$  и  $K'$  зависят от характера функции  $Y = f(X)$ . Однако часто выходная величина  $Y$  изменяется пропорционально входной величине  $X$ . В этом случае коэффициенты преобразования  $K$  и  $K'$  постоянны и равны между собой при всех значениях  $X$ :  $K = K' = \text{const}$ .

Коэффициенты  $K$  и  $K'$  обладают размерностью, зависящей от размерностей входной и выходной величины.

В то же время свойства преобразователя могут характеризоваться величиной, не зависящей от размерностей входной и выходной величины и выражаемой в относительных единицах. Такой величиной является относительный коэффициент преобразования, представляющий собой отношение относительного приращения выходной величины  $\frac{\Delta Y}{Y}$  к относительному приращению входной величины  $\frac{\Delta X}{X}$ :

$$\eta_{\Delta} = \frac{\frac{\Delta Y}{Y}}{\frac{\Delta X}{X}} = \frac{\frac{\Delta Y}{\Delta X}}{\frac{Y}{X}}. \quad (2.3)$$

Если перейти к пределу при  $\Delta X \rightarrow 0$ , то получим:

$$\eta = \frac{\frac{dY}{Y}}{\frac{dX}{X}} = \frac{\frac{dY}{dX}}{\frac{Y}{X}}. \quad (2.4)$$

Например, если при изменении входной величины на 1 % выходная величина изменяется на 3 %, то относительный коэффициент преобразования  $\eta_{\Delta} = 3$ . Для преобразователя с пропорциональной характеристикой относительный коэффициент преобразования равен 1:  $\eta_{\Delta} = \eta = 1$ .

Понятие коэффициентов преобразования  $K$ ,  $K'$ ,  $\eta_{\Delta}$  и  $\eta$  является всеобщим и может применяться к любому элементу независимо от того, какие функции он выполняет. Однако для каждого элемента, выполняющего определенную функцию, коэффициент преобразования приобретает свой смысл и наименование.

Применительно к датчику и некоторым другим элементам коэффициент преобразования называется чувствительностью (статической, динамической, относительной).

Применительно к усилителю коэффициент преобразования называется коэффициентом усиления. В большинстве случаев  $X$  и  $Y$  являются однородными величинами и коэффициент усиления представляет собой безразмерную величину.

Обычно к датчикам предъявляется требование обеспечения максимальной чувствительности, а от усилителей требуется получение максимального коэффициента усиления. Противоположные требования предъявляются к стабилизаторам, которые должны обладать минимальной чувствительностью. Поэтому качество стабилизации характеризуется величиной, обратной относительной чувствительности и называемой коэффициентом стабилизации:

$$S = \frac{1}{\eta_{\Delta}} = \frac{\frac{\Delta X}{X}}{\frac{\Delta Y}{Y}} = \frac{\frac{Y}{X}}{\frac{\Delta Y}{\Delta X}}. \quad (2.5)$$

Чем точнее стабилизация, тем выше коэффициент стабилизации.

Погрешностью называется изменение выходной величины  $Y$ , возникающее вследствие изменения внутренних свойств элемента (износ,

старение материала и т. п.) или в результате изменения внешних условий его работы (изменение окружающей температуры, напряжения питания и т. п.). При изменении характеристики элемента изменяется погрешность (рис. 2.2, график  $Y'$ ).

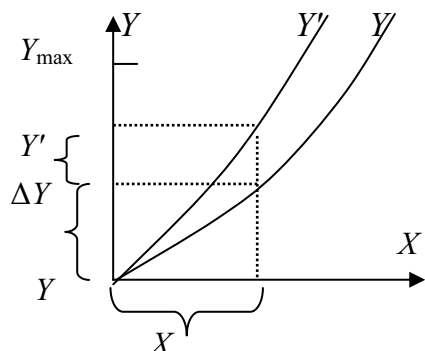


Рис. 2.2. Общая характеристика элементов

Различают абсолютную, относительную и приведенную погрешности.

Абсолютной погрешностью называется разность между полученным значением выходной величины  $Y'$  и градуировочным (или расчетным) ее значением  $Y$ :

$$Y' - Y = \Delta Y. \quad (2.6)$$

Относительной погрешностью называется отношение абсолютной погрешности к действительному значению выходной величины. В процентах относительная погрешность выражается следующим образом:

$$a = \frac{\Delta Y}{Y} \cdot 100 \%. \quad (2.7)$$

При постоянстве абсолютной погрешности  $\Delta Y$  относительная погрешность  $a$  тем больше, чем меньше выходная величина  $Y$ .

Приведенной относительной погрешностью называется отношение абсолютной погрешности к максимальному значению выходной величины, определяющему диапазон ее изменения; в процентах относительная приведенная погрешность равна

$$b = \frac{\Delta Y}{Y_{\max}} \cdot 100 \%. \quad (2.8)$$

При постоянстве абсолютной погрешности  $\Delta Y$  приведенная относительная погрешность  $b$  также постоянна.

Относительная и приведенная относительная погрешности являются величинами безразмерными. Приведенная относительная погрешность наиболее часто применяется для оценки точности элементов автоматики. Погрешность, вызываемая изменением характеристик элемента с течением времени, называется нестабильностью.

В результате действия внешних и внутренних причин элемент может обладать так называемым порогом чувствительности. Порогом чувствительности называется минимальное (по абсолютной величине) значение отклонения входной величины, вызывающее заведомое изменение выходной величины.

Могут существовать две различные причины возникновения порога чувствительности. В двигателях, исполнительных органах, реле и других подобных элементах при наличии трения, люфта или гистерезиса при изменении входной величины в некоторых пределах выходная величина остается неизменной. В датчиках, усилителях и других подобных элементах при постоянстве входной величины может возникать некоторое изменение выходной величины в виде ее неустойчивости (сползания или дрейфа), шума, помех. Простейшая характеристика элемента для первого случая (наличие трения) показана на рис. 2.3.

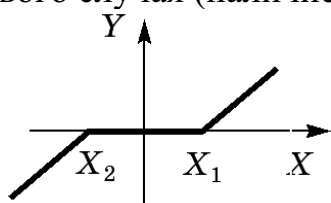


Рис. 2.3. Порог чувствительности при наличии трения

Когда входная величина  $X$  лежит в пределах от  $X_1$  до  $X_2$ , то выходная величина  $Y$  остается постоянной и равной нулю. Если величина  $X$  выходит за эти пределы, то  $Y$  начинает изменяться. Значения  $X_1$  и  $X_2$  называются порогами чувствительности. Интервал  $\Delta X$  между порогами чувствительности называется зоной нечувствительности. При наличии люфта или релейных свойств характеристики становятся двухзначными. При этом они также обладают порогами чувствительности и зоной нечувствительности.

Простейшая характеристика для второго случая (наличие шума на выходе элемента) показана на рис. 2.4.

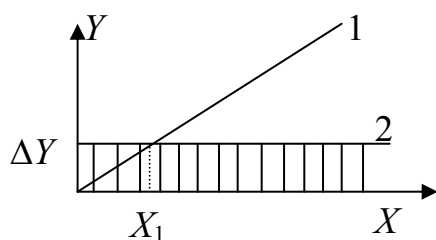


Рис. 2.4. Порог чувствительности при наличии шума на выходе

Пусть при отсутствии шума зависимость между выходной и входной величиной выражается характеристикой 1, а уровень шума, не зависящий от входной величины, выражается характеристикой 2. Шум имеет случайный характер, но не превышает величины  $\Delta Y$ . Поэтому если  $X < X_1$ , то выходная величина  $Y \leq \Delta Y$  может появиться как под действи-



ем  $X$ , так и в результате наличия шума. Если же на выходе появляется величина  $Y > \Delta Y$ , то это несомненно является результатом наличия на входе величины  $X$ . Заранее неизвестно, имеется на выходе шум или нет. Однако во всех случаях при  $X > X_1$  на выходе заведомо появляется  $Y > \Delta Y$ . Поэтому величину  $X_1$  можно считать порогом чувствительности.

*Динамическим режимом* называется такое условие работы элемента, когда входная величина  $X$ , а следовательно, и выходная величина  $Y$  изменяются во времени. При этом, поскольку элементы автоматики, как правило, обладают известной инерционностью, то изменение выходной величины  $Y$  происходит с некоторым сдвигом во времени. Инерционные свойства элементов имеют очень большое значение, т. к. определяют поведение систем автоматики в динамическом режиме.

## **2.2. Общие сведения об элементах контрольно-измерительной аппаратуры**

Контрольно-измерительная аппаратура состоит из связанных между собой элементов. Функции элементов контрольно-измерительной аппаратуры разнообразны. Контрольно-измерительная аппаратура может включать названные выше элементы автоматики: датчики, усилители, выпрямители, стабилизаторы, реле, электродвигатели, трансформаторы, выключатели, переключатели, потенциометры, редукторы, регистраторы и др. Каждый элемент (звено) преобразует воздействие, полученное от предыдущего элемента, в сигнал, удобный для передачи последующему элементу. Входные и выходные величины элементов аппаратуры в общем случае могут иметь как электрическую, так и неэлектрическую природу.

Общей характеристикой элементов аппаратуры является коэффициент преобразования  $K = Y/X$ , где  $X$  – входное воздействие,  $Y$  – выходная величина.

### **2.2.1. Основные сведения о средствах электрических измерений и электроизмерительных приборах**

К средствам электрических измерений относятся: меры, электроизмерительные приборы, измерительные преобразователи, электроизмерительные установки и измерительные информационные системы.

*Мерами* называют средства измерений, предназначенные для воспроизведения физической величины заданного размера.

*Электроизмерительные приборы* предназначены для выработки сигналов, функционально связанных с измеряемыми физическими ве-

личинами. Они могут быть аналоговыми, цифровыми, показывающими и регистрирующими, суммирующими и интегрирующими.

*Измерительные преобразователи* – это средства электрических измерений, предназначенные для преобразования электрических величин в электрические (первая группа: шунты, добавочные сопротивления, делители напряжения, усилители и т. д.) и неэлектрических величин в электрические (вторая группа).

*Электроизмерительные установки* – это совокупность функционально и конструктивно объединенных средств измерений и вспомогательных устройств.

*Измерительные информационные системы* представляют собой совокупность средств измерений и вспомогательных устройств, предназначенных для автоматического сбора измерительной информации от ряда источников и передачи по каналам связи на расстояние для ее использования.

Ниже основное внимание уделено электроизмерительным приборам и измерительным преобразователям второй группы, широко применяемым в буровой контрольно-измерительной аппаратуре.

#### ***2.2.1.1. Основные электроизмерительные приборы, применяемые в буровой контрольно-измерительной аппаратуре***

##### **Классификация электроизмерительных приборов**

Все измерительные приборы делятся на аналоговые и цифровые (рис. 2.5). В аналоговых приборах измеряемая величина сначала преобразуется в измерительном преобразователе в другую, которая непосредственно воздействует на измерительный механизм. В измерительном механизме происходит преобразование электромагнитной энергии в поступательное или вращательное движение подвижной части. Перемещение подвижной части и значение измеряемой величины определяется по отсчетному устройству. Основное отличие цифрового прибора от аналогового заключается в преобразовании аналогового сигнала в цифровой код. На выходе АЦП получаем дискретные сигналы измерительной информации, которые регистрируются с помощью цифрового отсчетного устройства.

По способу преобразования электромагнитной энергии, подводимой к прибору, в механическую энергию перемещения подвижной части, т. е. по принципу действия и конструктивным особенностям измерительного механизма, электроизмерительные аналоговые приборы разделяются на системы: приборы магнитоэлектрические с подвижной рамкой, магнитоэлектрические с подвижным магнитом, электромагнит-

ные, электромагнитные поляризованные, электродинамические, ферродинамические, индукционные, магнитоиндукционные, электростатические и вибрационные.

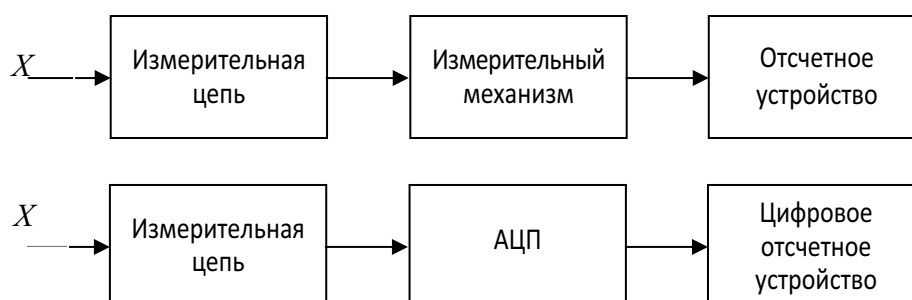


Рис. 2.5. Структурная схема аналогового и цифрового приборов

В зависимости от способа измерения приборы делятся на показывающие (амперметры, вольтметры и т. д.) и приборы сравнения (мосты, компенсаторы).

В буровой контрольно-измерительной аппаратуре наибольшее применение нашли показывающие электроизмерительные приборы магнитоэлектрической системы с подвижной рамкой, ферродинамические логометры и в качестве силовых щитовых приборов – приборы электромагнитной системы.

По преобразователям, применяемым в измерительной цепи, приборы разделяются на выпрямительные, термоэлектрические, частотоимпульсные и автокомпенсационные.

По защищенности от воздействия окружающей среды приборы разделяют по исполнению на обыкновенные, брызгозащитные, водозащитные, герметические, пылезащищенные, газозащищенные, защищенные от агрессивной среды.

Есть и другие классификации электроизмерительных приборов, например: по степени защищенности от внешних магнитных и электрических влияний, по количеству диапазонов измерения, по количеству шкал на циферблате, по положению нулевой отметки на шкале, по характеру шкалы (приборы с равномерной шкалой и неравномерной шкалой) и др.

По устойчивости к климатическим воздействиям приборы разделяются на группы:

А – приборы, предназначенные для работы в закрытых сухих отапливаемых помещениях;

Б (Б<sub>1</sub>, Б<sub>2</sub>, Б<sub>3</sub>) – приборы, предназначенные для работы в закрытых неотапливаемых помещениях;

В (В<sub>1</sub>, В<sub>2</sub>, В<sub>3</sub>) – приборы, предназначенные для работы в полевых или морских условиях.

В буровой практике используются приборы группы В, предназначенные для работы при температуре окружающего воздуха от  $-40$  до  $+50$  °С при относительной влажности до 95 %.

### Электроизмерительные приборы магнитоэлектрической системы

Приборы магнитоэлектрической системы применяются в электрических цепях для измерения постоянных токов и напряжений, отличаются высокой точностью, небольшой потребляемой мощностью, достаточной устойчивостью к перегрузкам и рассчитаны на малые постоянные токи (рис. 2.6).

В магнитоэлектрических измерительных механизмах вращающий момент создается в результате взаимодействия магнитного поля постоянного магнита 1 и магнитного поля проводника с током, выполняемого в виде обмотки, наклеенной на легкую алюминиевую прямоугольную рамку 3.

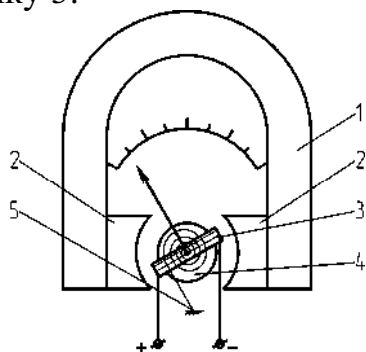


Рис. 2.6. Схема устройства прибора магнитоэлектрической системы:  
1 – постоянный магнит; 2 – полюсные наконечники; 3 – обмотка подвижной катушки; 4 – стальной ферромагнитный сердечник; 5 – спиральная пружинка

Рамка крепится на двух полуосях. Ток к обмотке подводится через две спиральные пружинки. Рамка (обмотка) охватывает неподвижный стальной сердечник 4 с зазором 1...2 мм и может поворачиваться в кольцеобразном зазоре между сердечником и полюсными наконечниками 2. Магнитное поле в этом зазоре радиально и практически равномерно.

При протекании по обмотке тока  $i$  на нее действует вращающий момент  $M_{вр}$ :

$$M_{вр} = Bl\omega bi, \quad (2.9)$$

где  $B$  – магнитная индукция;  $l$  – активная длина обмотки;  $\omega$  – число витков обмотки;  $b$  – ширина катушки (рамки).

В состоянии равновесия вращающий момент равен противодействующему моменту спиральной пружины  $Bl\omega bi = D\alpha$ , где  $D$  – удельный противодействующий момент (Г·см/рад).

Уравнение прибора (угол отклонения стрелки  $\alpha$ ):

$$\alpha = Si, \quad (2.10)$$

где  $S = \text{const}$  – чувствительность прибора. Так как чувствительность постоянна, то шкала прибора равномерная.

При включении прибора в цепь переменного тока подвижная часть прибора не успевает реагировать на изменение величины и знака вращающего момента и стрелка прибора не отклоняется от нулевой отметки.

Прибор магнитоэлектрической системы может быть использован и для измерения переменных токов совместно с термопреобразователем (термоэлектрические приборы) – рис. 2.7, а, б или с выпрямительным мостом (выпрямительные приборы) – рис. 2.7, в.

Для расширения пределов измерения приборов применяются шунты и добавочные сопротивления.

Для расширения пределов измерения тока в  $n$  раз сопротивление шунта  $R_{\text{ш}}$  (рис. 2.8) определяется как

$$R_{\text{ш}} = \frac{R_A}{n-1}, \quad (2.11)$$

где  $R_A$ ,  $R_{\text{ш}}$  – сопротивление прибора и шунта соответственно.

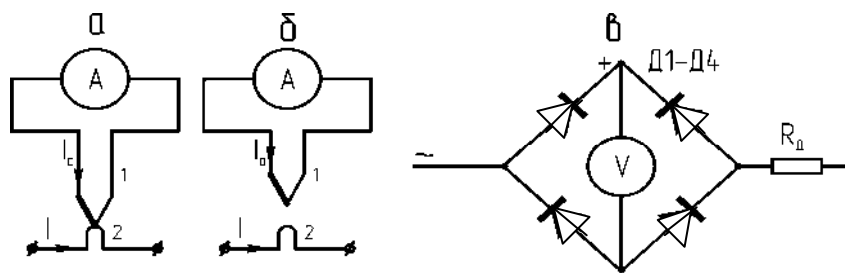


Рис. 2.7. Схемы электроизмерительных приборов:  
а – с термопреобразователями неизолированными; б – с изолированными;  
в – с выпрямительным мостом

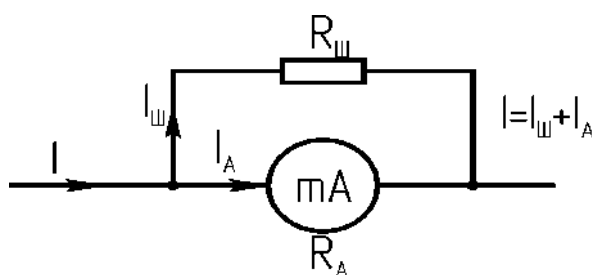
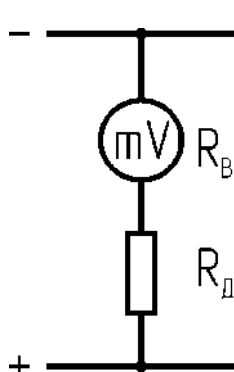


Рис. 2.8. Схема включения миллиамперметра с шунтом



Для расширения пределов измерения милливольтметров в  $n$  раз применяют добавочные сопротивления  $R_{\text{д}}$  (рис. 2.9).

$$R_{\text{д}} = R_{\text{в}} \cdot (n-1), \quad (2.12)$$

где  $R_{\text{в}}$ ,  $R_{\text{д}}$  – сопротивление прибора и добавочного сопротивления соответственно.

Рис. 2.9. Схема включения милливольтметра с добавочным сопротивлением

## Магнитоэлектрический логометр

Логометрами называются показывающие электроизмерительные приборы, положение подвижной части которых зависит от отношения двух токов.

Подвижная часть логометра выполнена в виде двух жестко скрепленных между собой под небольшим углом рамок 1 и 2 (рис. 2.10) из медной проволоки, вращающихся в неравномерном поле постоянного магнита вокруг стального сердечника. Воздушный зазор между сердечником и полюсными наконечниками постоянного магнита возрастает от центра к краям, что и обеспечивает неравномерность магнитного поля. Жестко с рамками связан указатель прибора.

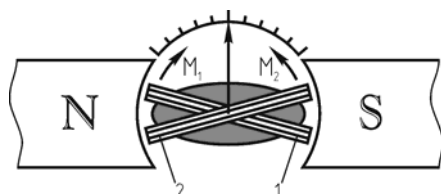


Рис. 2.10. Схема магнитоэлектрического логометра

По обмоткам рамок протекают токи  $i_1$  и  $i_2$ , создающие моменты  $M_1$  и  $M_2$ , действующие навстречу друг другу. При установившемся равновесии моменты  $M_1$  и  $M_2$  равны. Отклонение (отсчет) подвижной части логометра зависит от отношения токов  $i_1/i_2$  в его обмотках.

## Электроизмерительные приборы электромагнитной системы

На рис. 2.11 представлена схема устройства прибора электромагнитной системы. Подвижная часть прибора состоит из оси 1, на которой смонтирован в виде плоского лепестка сердечник из ферромагнитного материала 2, стрелочный указатель 3 и спиральная пружинка 4 для создания противодействующего момента.

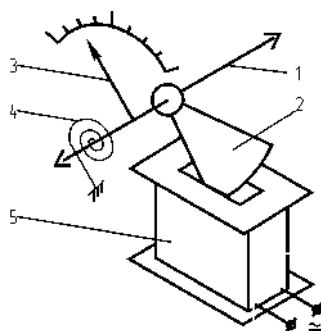


Рис. 2.11. Схема устройства прибора электромагнитной системы

Для создания вращающего момента используется силовое действие магнитного поля неподвижной катушки 5. Под влиянием магнитного поля при протекании тока  $i$  сердечник втягивается в щель катушки, поворачивая ось 1 с указательной стрелкой 3.

Вращающий момент  $M$  прибора при измеряемом токе  $i$  определяется выражением

$$M_{\text{вр}} = \frac{i^2}{2} \cdot \frac{dL}{d\alpha}, \quad (2.13)$$

где  $L$  – индуктивность катушки, зависящая от положения сердечника.

Момент  $M_{\text{пр}}$ , создаваемый при закручивании или раскручивании пружины, прямо пропорционален углу  $\alpha$  поворота оси:

$$M_{\text{пр}} = D\alpha, \quad (2.14)$$

где  $D$  – удельный противодействующий момент.

При равенстве вращающего и противодействующего момента  $\frac{i^2}{2} \cdot \frac{dL}{d\alpha} = D\alpha$ , отсюда уравнение прибора:

$$\alpha = ki^2, \quad (2.15)$$

где  $k$  – коэффициент, зависящий от свойств катушки, материала и формы сердечника и их взаимного положения. В первом приближении коэффициент  $k$  принимается постоянным.

Прибор пригоден для измерения постоянного и переменного тока. Прибор измеряет действующее значение переменного тока. У амперметров катушка выполняется медным проводом большого сечения и с малым числом витков, у вольтметров катушка имеет большое число витков из провода малого сечения.

Шкала прибора из-за квадратичного характера зависимости между углом отклонения стрелки  $\alpha$  и током  $i$  неравномерная: сжата в начале и растянута в конце, начальная часть шкалы (10...20 %) практически является нерабочей.

### **Измерительные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения**

Измерительные трансформаторы используются как преобразователи больших переменных токов и напряжений в относительно малые токи и напряжения, измеряемые приборами с небольшим пределом измерения, например 5 А, 100 В.

Измерительные трансформаторы (рис. 2.12) содержат две изолированные друг от друга обмотки: первичную  $W_1$  и вторичную  $W_2$ . В трансформаторах тока  $W_1 < W_2$ . Первичная обмотка выполняется проводом большого сечения.

Вторичный номинальный ток трансформаторов тока может быть 1; 2; 5 А при значениях  $I_{1н}$  в пределах от 0,1 до 60 000 А.

Коэффициент трансформации  $k_t$  измерительных трансформаторов тока обозначается отношением номинальных токов: первичного ко вторичному, например  $\frac{20}{5}$ . При включении амперметра через измерительный трансформатор тока измеряемый ток  $I_1 = k_t I_2$ .

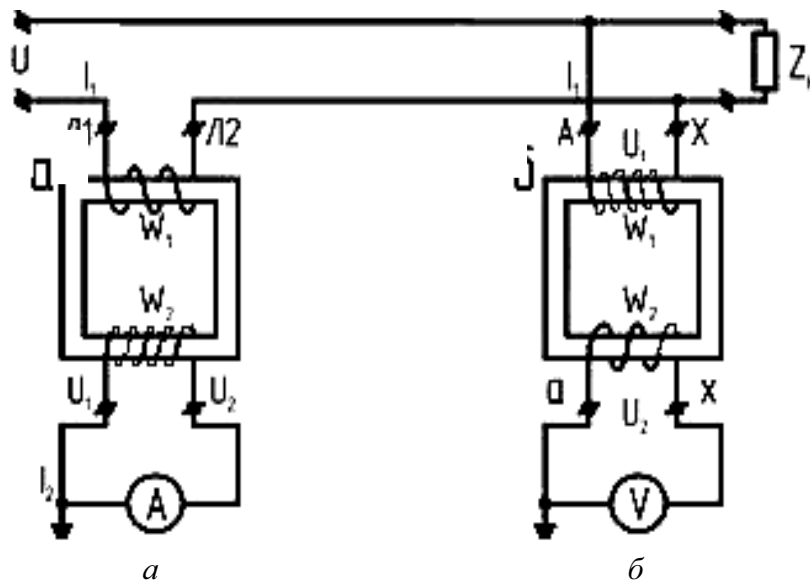


Рис. 2.12. Схемы включения измерительных трансформаторов тока (а) и напряжения (б): Л1-Л2 – зажимы первичной обмотки (линия); И1-И2 – зажимы вторичной обмотки (измерение); А-Х – зажимы первичной обмотки (начало-конец); а-х – зажимы вторичной обмотки

В измерительных трансформаторах тока не следует размыкать вторичную обмотку, если по первичной протекает ток, т. к. при этом амплитуда магнитного потока значительно возрастает и во вторичной обмотке наводится ЭДС, опасная для оператора.

В трансформаторах напряжения первичное напряжение  $U_1$  больше вторичного  $U_2$ , поэтому в них  $W_1 > W_2$ . Вторичное номинальное напряжение  $U_{2н}$  стандартных трансформаторов для внутренних и наружных установок переменного тока частоты 50 Гц составляет 100/3; 100/√3; 100; 200/3 и 200 В.

Коэффициент трансформации измерительных трансформаторов напряжения  $k_n$  обозначается отношением номинальных напряжений: первичного напряжения ко вторичному, например  $\frac{400}{100}$ ,  $\frac{600}{100}$ . При включении вольтметра через измерительный трансформатор напряжения измеряемое напряжение определяется:  $U_1 = k_n U_2$ .

В измерительном трансформаторе напряжения вторичную обмотку замыкать накоротко нельзя, т. к. при этом могут сгореть обе обмотки.

Подключение трансформаторов тока и напряжения показано на рис. 2.12. У трансформаторов тока первичная обмотка включается в измеряемую цепь последовательно (в разрыв силовой цепи), у трансформаторов напряжения – параллельно. Измерительные приборы (амперметр, вольтметр) подключаются ко вторичной обмотке трансформатора.



### 2.2.1.2. Электронные элементы в контрольно-измерительной аппаратуре и системах автоматики

#### Полупроводниковые диоды

Полупроводниковый прибор с одним электрическим переходом, предназначенный для преобразования одних электрических величин в другие электрические величины и имеющий два вывода, называют полупроводниковым диодом. Острая вершина треугольника указывает на направление протекания прямого тока через диод.

Выпрямительными называют полупроводниковые диоды, предназначенные для преобразования переменного тока в постоянный. Выпрямление переменного тока с помощью полупроводникового диода основано на его односторонней электропроводности. Она заключается в том, что диод оказывает очень малое сопротивление току, протекающему в одном (прямом) направлении, и очень большое сопротивление току, протекающему в другом (обратном) направлении.

Выпрямление переменного напряжения (тока) с помощью диода показано на рис. 2.13.

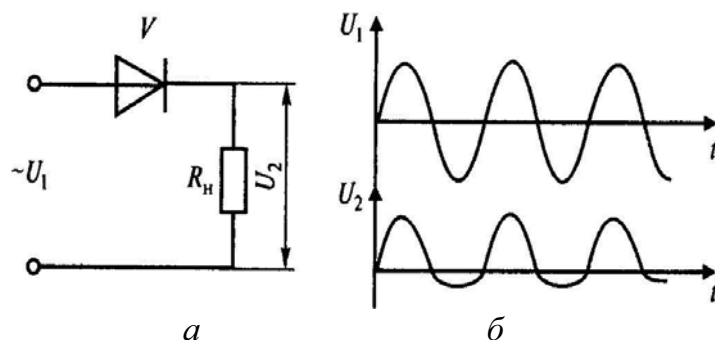


Рис. 2.13. Схема простейшего однополупериодного выпрямителя (а) и графики напряжения на его входе и выходе (б)

В течение положительного полупериода входного напряжения  $U_1$  диод  $V$  включен в прямом направлении, сопротивление его мало и на нагрузке  $R_n$  напряжение  $U_2$  практически равно входному напряжению. При отрицательном полупериоде входного напряжения диод включен в обратном направлении, его сопротивление оказывается значительно больше, чем сопротивление нагрузки, и почти все входное напряжение падает на диоде, а напряжение на нагрузке близко к нулю. В данной схеме для получения выпрямленного напряжения используется лишь один полупериод входного напряжения, поэтому такой выпрямитель называется однополупериодным.

Полупроводниковые диоды, используемые для стабилизации постоянного напряжения на нагрузке, называют стабилитронами. В них

используется участок обратной ветви вольтамперной характеристики в области электрического пробоя (рис. 2.14, а).

В этом случае при изменении тока, протекающего через стабилитрон, от  $I_{ст. min}$  до  $I_{ст. max}$  напряжение на нем почти не изменяется. Если нагрузка  $R_H$  подключена параллельно стабилитрону (рис. 2.14, б), напряжение на ней также будет оставаться постоянным в указанных пределах изменения тока, протекающего через стабилитрон.

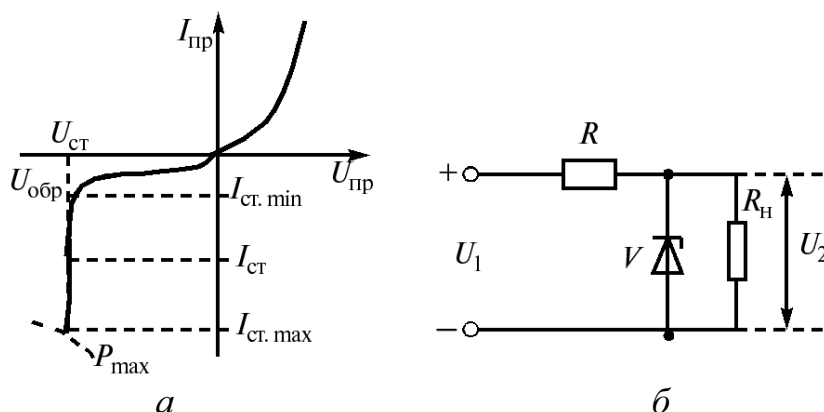


Рис. 2.14. Вольтамперная характеристика стабилитрона (а) и схема простейшего стабилизатора напряжения (б)

С помощью этих стабилитронов стабилизируют напряжения примерно от 3,5 В и выше.

### Сглаживающие фильтры

Наиболее простым является емкостной фильтр, который состоит из конденсатора  $C_\phi$ , включенного параллельно с нагрузкой  $R_H$  (рис. 2.15). Работа фильтра основана на способности конденсатора быстро запасать электрическую энергию, а затем относительно медленно отдавать ее в нагрузку.

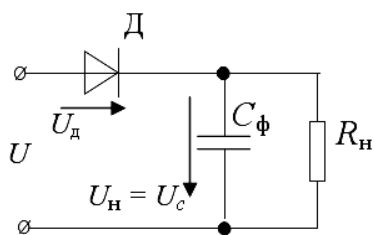


Рис. 2.15. Схема емкостного фильтра

Когда напряжение на диоде Д, равное разности напряжения источника и напряжения на конденсаторе, положительно, т. е.  $U_d = U - U_c > 0$ , то диод открыт и конденсатор  $C_\phi$  заряжается. Так как сопротивление диода Д весьма мало, конденсатор успевает зарядиться почти до значения  $U$ . Затем, когда  $U - U_c < 0$ , диод заперт, и конденсатор медленно разряжается через нагрузку  $R_H$  до тех пор, пока напряжение источника  $U$  снова не станет больше  $U_c$ . Время разрядки зависит от постоянной времени  $\tau = C_\phi R_H$ .

Емкостные фильтры, как правило, используют в выпрямителях малой мощности.

В выпрямителях с большими токами применяют индуктивные фильтры (рис. 2.16, а), которые являются индуктивной катушкой (дросселем) с относительно большой индуктивностью. Индуктивные фильтры работают достаточно эффективно в двухполупериодных выпрямителях, так как за счет явления самоиндукции ток в нагрузке  $i_n$  не падает до нуля при нулевом напряжении между точками а и б цепи и коэффициент пульсации заметно уменьшается (рис. 2.16, б).

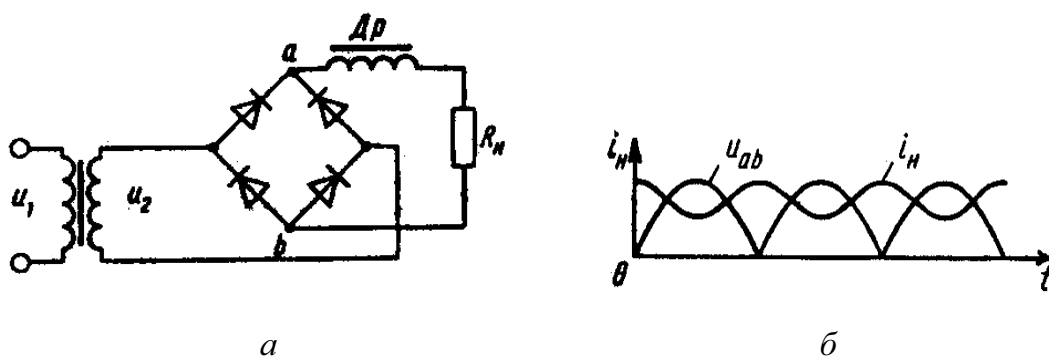


Рис. 2.16. Схема индуктивного фильтра в цепи двухполупериодного выпрямителя (а), график напряжения и тока в двухполупериодном выпрямителе с индуктивным фильтром (б)

На практике, как правило, применяют комбинированные фильтры: Г-образные и П-образные (рис. 2.17). Эти фильтры обеспечивают хорошее сглаживание тока в нагрузке.

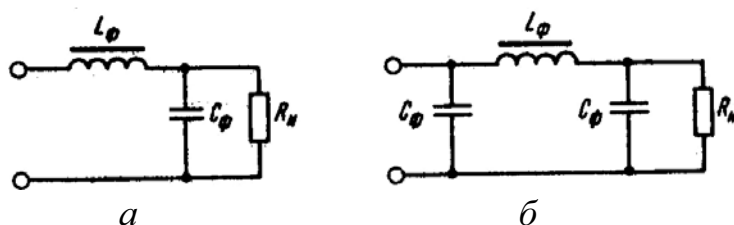


Рис. 2.17. Схема фильтров: а – Г-образного; б – П-образного

### Выходной каскад УНЧ

В устройствах автоматики нагрузкой выходного каскада усилителя низкой частоты (УНЧ) может быть электромагнитное реле, электродвигатель, исполнительный механизм.

Выходной каскад может быть собран на транзисторе по схеме с общим эмиттером (рис. 2.18, а). Схемы однотактного транзисторного усилителя мощности с общим эмиттером применяются в том случае, если выходная мощность не превышает 3...5 Вт. Нагрузка  $R_n$  включается через согласующий трансформатор Тр.

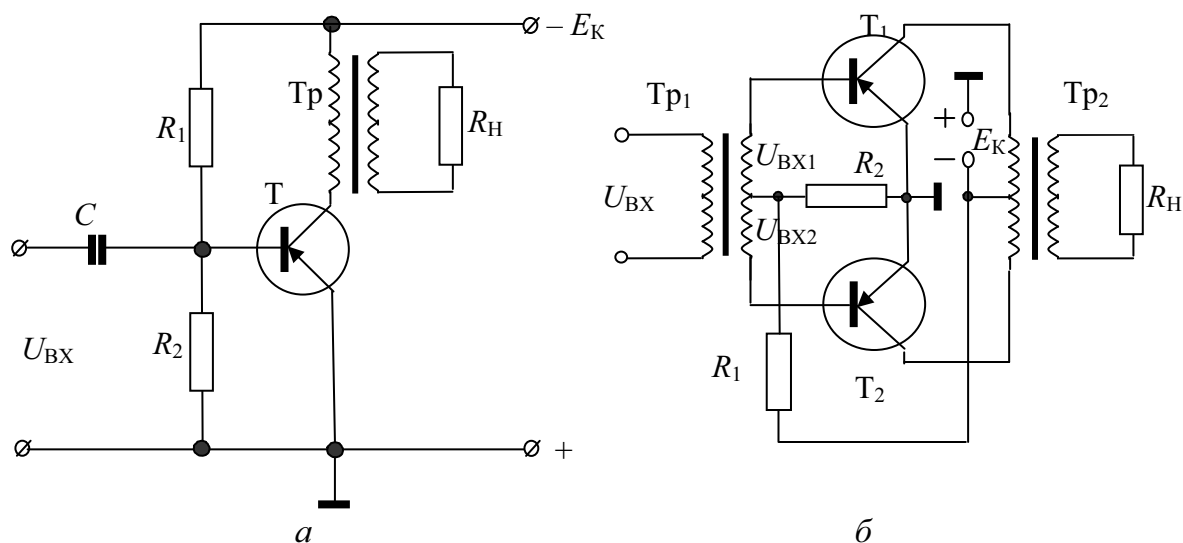


Рис. 2.18. Схема транзисторного усилителя мощности:  
а – однотактного; б – двухтактного

В том случае, когда необходимо получить выходную мощность более 5 Вт, применяют двухтактные усилители, собранные на двух транзисторах (рис. 2.18, б).

### Триггер с эмиттерной связью (несимметричный триггер)

Схема триггера с эмиттерной связью (рис. 2.19) имеет два устойчивых состояния: в одном (исходном состоянии) транзистор  $T_2$  открыт и насыщен,  $T_1$  закрыт; в другом (рабочем состоянии)  $T_1$  открыт,  $T_2$  закрыт. Переход из исходного устойчивого состояния схемы в рабочее происходит скачком при превышении входным управляющим сигналом некоторого определенного уровня, называемого порогом срабатывания. При этом транзистор  $T_1$  открывается в результате подачи на базу отрицательного потенциала, и его ток  $i_{к1}$  нарастает. Увеличение тока  $i_{к1}$  ведет к понижению коллекторного потенциала транзистора  $T_1$  и уменьшению отрицательного потенциала на базе  $T_2$ , что снижает эмиттерный ток  $i_{к2}$  транзистора  $T_2$ . Уменьшение эмиттерного тока  $i_{к2}$  вызывает уменьшение падения напряжения на резисторе  $R_3$ , что приводит к еще большему отпиранию транзистора  $T_1$  и т. д. Процесс развивается лавинообразно. Для ускорения процесса переброса в триггере может быть применена ускоряющая емкость  $C$ .

Несимметричный триггер применен в схеме аппаратуры ОМ-40 (транзисторы  $T_5$ ,  $T_6$ ) для четкой работы реле 2Р второй ступени защиты (рис. 2.20).

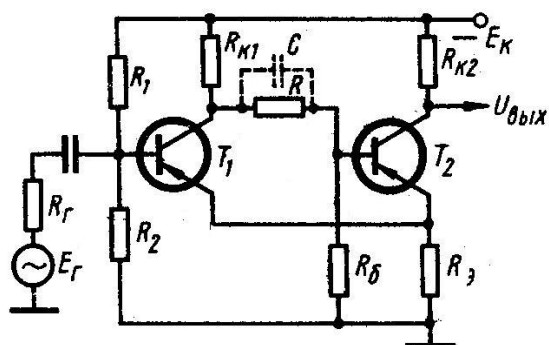


Рис. 2.19. Схема триггера с эмиттерной связью

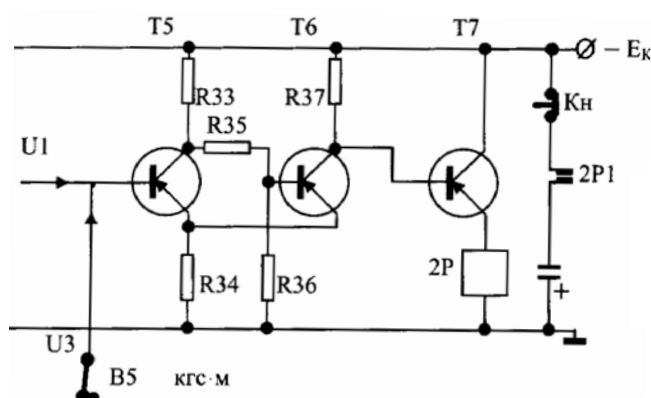


Рис. 2.20. Триггер с эмиттерной связью в схеме аппаратуры ОМ-40

### Цифровые электроизмерительные приборы

Цифровой прибор – это прибор автоматически вырабатывающий дискретный сигнал измерительной информации, показания которого представлены в цифровой форме. На рис. 2.21 изображена структурная схема цифрового прибора.

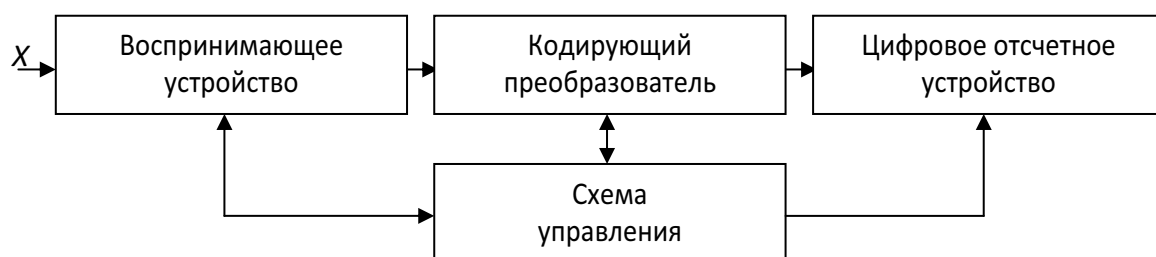


Рис. 2.21. Структурная схема цифрового прибора

На вход прибора подается аналоговая измеряемая величина  $X$ . Воспринимающее устройство выделяет сигнал на фоне помех и подает его на кодирующий преобразователь, который преобразует аналоговую величину в набор мгновенных значений. Полученный цифровой сигнал подается на отсчетное устройство. Взаимодействие между блоками регламентирует схема управления.

В основу преобразования аналоговой величины в цифровую положен процесс дискретизации сигнала как по уровню, так и по времени.

График исследуемого сигнала разбивается на отдельные участки (рис. 2.22, а). В результате разбивки получаем пары показаний:  $t_1 - A_1$ ;  $t_2 - A_2$ ;  $t_3 - A_3$  и т. д. Эти пары восстанавливаются в дискретную функцию (рис. 2.22, б).

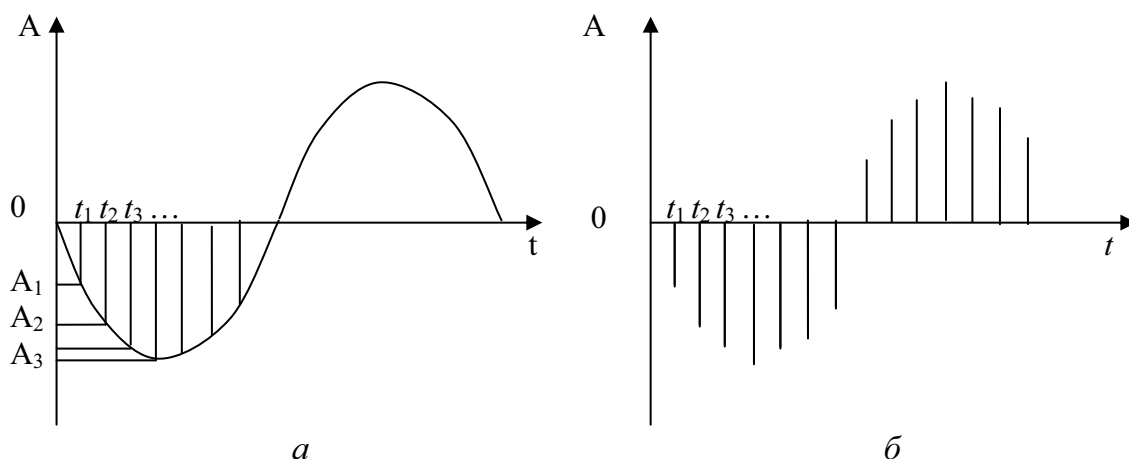


Рис. 2.22. Сигналы: а – аналоговый; б – квантованный

По полученному значению кодирующий преобразователь присваивает сигналу определенное значение кода.

Как и аналоговые приборы, цифровые имеют номинальные характеристики: диапазон измерения, погрешность измерения, входное сопротивление, порог чувствительности, помехоустойчивость.

### 2.2.1.3. Метрологические характеристики контрольно-измерительной аппаратуры

Погрешность является одной из основных характеристик измерений.

По способу выражения погрешности измерений подразделяются на абсолютные и относительные; по характеру проявления – систематические и случайные; по условиям измерения – статические и динамические.

*Абсолютная* погрешность  $\Delta X$  имеет размерность измеряемой величины и равна разности результата измерения  $X$  и действительного значения  $X_d$  этой величины:

$$\Delta X = X - X_d. \quad (2.16)$$

За действительное значение измеряемой величины обычно принимают среднее арифметическое из ряда значений величины, полученных при равноточных измерениях, или арифметическое среднее взвешенное – при неравноточных измерениях. При поверке средств измерений действительным значением является значение образцовой меры или показание образцового средства измерения.

Абсолютная погрешность, взятая с обратным знаком, называется поправкой.

Абсолютная погрешность не может полностью характеризовать точность измерений.

*Относительная* погрешность  $\delta$  – это выраженное в процентах отношение абсолютной погрешности  $\Delta X$  к действительному (которое близко к истинному и допустимо к практическому использованию) значению измеряемой величины:

$$\Delta = (\Delta X / X_d) \cdot 100 \%. \quad (2.17)$$

Учитывая, что при измерениях должно обеспечиваться хотя бы приблизительное равенство измеренной величины  $X$  и действительной  $X_d$ , в практических расчетах в формулу (2.17) подставляется  $X$ :

$$\delta = (\Delta X / X) \cdot 100 \%. \quad (2.18)$$

Для оценки точности измерения, обеспечиваемой при применении данного прибора, в практике пользуются показателями, которые называются характеристиками точности приборов: градуировочная погрешность, вариация и основная погрешность.

*Градуировочной* погрешностью называется та систематическая погрешность прибора, которую он имеет при нормальных условиях применения. Градуировочной погрешностью оценивается тщательность изготовления шкалы и точность регулировки измерительного механизма и измерительной схемы. Знание градуировочной погрешности позволяет учесть ее путем введения соответствующей поправки в показания прибора. Образцовые приборы почти всегда снабжаются таблицами поправок, которые являются не чем иным, как градуировочными погрешностями, взятыми с обратными знаками.

Для оценки возможных значений случайных погрешностей приборов применяется понятие о вариации. *Вариацией* называется наибольшая полученная экспериментально разность между повторными показаниями прибора, соответствующими одному и тому же действительному значению измеряемой величины при неизменных внешних условиях. Причинами случайной погрешности прибора, приводящими к появлению вариации показаний, могут быть: трение в опорах, механический гистерезис деталей, люфт кернов в подпятниках и т. п. У приборов, находящихся в работе, вариации постепенно увеличиваются.

Необходимость знать градуировочные погрешности и вариации прибора практически возникает при особо точных измерениях. Для общей оценки метрологических свойств технических приборов предпочитают указывать не градуировочную погрешность, а значение их общей погрешности, т. е. значение суммы систематической и случайной погрешностей  $a + b$ . Величина

$$\gamma = a + b, \quad (2.19)$$

определенная при нормальных условиях, называется *основной* погрешностью, т. е. это общая погрешность прибора, определенная при нормальных

условиях работы прибора: 20 °С, давление 101327 Па (760 мм рт. ст.), влажность 60 %, отсутствие внешних электрических и магнитных полей, правильная установка прибора. Предел допускаемой основной погрешности – это наибольшая (без учета знака) основная погрешность средства измерений, при которой оно может быть признано годным и допущено к применению.

Отклонение условий эксплуатации от нормальных вызывает *дополнительную* погрешность прибора. Такими отклонениями являются: отклонение температуры, отклонение прибора от его рабочего положения, влияние внешнего магнитного и электрического поля, отклонение напряжения и частоты источника питания. *Предел допускаемой дополнительной погрешности* (изменение показаний) – это наибольшая дополнительная погрешность (изменение показаний), вызываемая изменением влияющей величины в пределах расширенной области, при которой средство измерений по техническим требованиям может быть допущено к применению.

Пределы допустимых основных и дополнительных погрешностей устанавливаются в виде приведенных, относительных или абсолютных погрешностей и могут выражаться в виде определенного числа делений.

Приведенная погрешность прибора, определенная при нормальных условиях, т. е. при тех условиях, при которых производилась его градуировка, называется *основной приведенной погрешностью*:

$$\gamma_{\text{ПР}} = [(a + b)/X_N] \cdot 100 \%. \quad (2.20)$$

Другими словами, приведенная погрешность  $\gamma_{\text{ПР}}$  – это выраженное в процентах отношение наибольшей абсолютной погрешности  $\Delta X_{\text{П}}$ , определенной при поверке прибора, к нормирующему значению, т. е. некоторому установленному значению, по отношению к которому рассчитывается погрешность. Часто в качестве нормирующего значения для приведенной погрешности принимают верхний предел (диапазон  $D$ ) измерения прибора:

$$\gamma_{\text{ПР}} = (\Delta X_{\text{П}} / D) \cdot 100 \%. \quad (2.21)$$

По приведенной погрешности устанавливают класс точности прибора.

Обобщенной характеристикой прибора, определяющей пределы допустимых основных и дополнительных погрешностей, является класс точности прибора. *Класс точности* прибора численно равен (в %) максимальной величине основной приведенной погрешности. Классы точности и соответствующие им предельно допустимые значения основной погрешности для электроизмерительных приборов выбираются из ряда  $(1; 2; 5)^n$ , а также 1,0; (2,0 – для счетчиков электрической энергии); 2,5; 4,0, где  $n$  – целое отрицательное число.



Электроизмерительным приборам присваиваются классы точности, числовые значения которых выбираются из следующего ряда: 0,05; 0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 1,5; 2,5; 4,0.

Для приборов, у которых основная погрешность больше 4,0, класс точности не устанавливается, и приборы характеризуются предельной величиной основной погрешности (что характерно для БКИА).

**Пример.** Определить погрешность при измерении тока амперметром класса точности 2,5, если номинальный ток  $I_n = 50$  А, а показание амперметра  $I_n = 20$  А. Наибольшая возможная погрешность при измерении тока равна  $\pm(2,5 \cdot 50/20) = \pm 6,25$  %, и действительное значение тока находится в пределах  $I_d = 20 \pm [(20/100) \cdot 6,25] = (20 \pm 1,25)$  А.

В процессе эксплуатации погрешность приборов увеличивается, поэтому приборы подлежат периодической поверке.

Многая буровая контрольно-измерительная аппаратура включает датчик, измерительную схему и электроизмерительный прибор, градуированный в единицах измерения параметра. Общая погрешность аппаратуры определяется погрешностями отдельных ее звеньев. Для БКИА, за исключением приборов общепромышленного применения (вольтметров, манометров и т. п.), в большинстве случаев класс точности не устанавливается. Для оценки точности БКИА указывается основная погрешность и дополнительная погрешность, вызванная отклонением от рабочих условий температуры, напряжения и частоты источника питания.

### **2.2.2. Общие сведения об измерениях неэлектрических величин.**

#### ***Измерительные преобразователи. Датчики***

Во многих литературе под преобразователем и датчиком подразумевается одно и то же. Преобразователь же является частью (звеном) датчика.

Датчиком называется устройство, предназначенное для функционального преобразования поступающей на его вход информации в виде физической величины в другую физическую величину на выходе, удобную для измерения, передачи, хранения, обработки, регистрации или воздействия на последующие звенья.

Датчики для измерения неэлектрической величины в общем случае могут содержать три звена: первичный I (предварительный) преобразователь, основной II (измерительный) и выходной III преобразователи (рис. 2.23).

Возможно промежуточное преобразование измеряемого параметра  $X$  в пропорциональный ему параметр  $X'$ .

Первичный преобразователь  $I$  преобразует измеряемый параметр  $X$  (крутящий момент, расход жидкости и др.) часто в перемещение (ли-

нейное  $l$  или угловое  $\varphi$ ), давление  $p$ , силу  $F$ . Входными (измеряемыми) параметрами могут быть и  $l$ ,  $\varphi$ ,  $p$ ,  $F$ , например, входной параметр – давление  $p$  преобразуется в силу  $F$  ( $F = p \cdot S$ ). Безусловно, выходными параметрами первичного преобразователя могут быть и другие, кроме названных, например ЭДС.

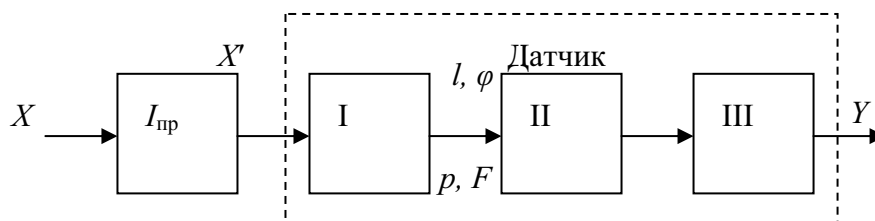


Рис. 2.23. Структурная схема датчика:  
 $I_{пр}$  – промежуточный преобразователь

Преобразование перемещения, силы или давления в электрическую величину осуществляется основным II (измерительным) преобразователем.

Выходной преобразователь III датчика выполняет функции согласования выходных параметров основного преобразователя с измерительной цепью.

Все три элемента, конструктивно оформленные, связанные с объектом контроля и измерительной цепью, и образуют датчик.

Датчик может состоять из двух (I + II) звеньев или одного (I) звена. Примером датчика, состоящего из одного звена (первичного преобразователя), является датчик температуры – термопара.

Первичные преобразователи неэлектрических величин в электрические представляют собой большую группу преобразователей, применяемых при электрических измерениях неэлектрических величин.

Преобразователи делятся на две группы: параметрические (пассивные) и генераторные (активные).

В параметрических преобразователях измеряемая величина  $X$  вызывает изменение одного из параметров элемента электрической цепи: сопротивления  $R$ , индуктивности  $L$  или емкости  $C$ . К этим преобразователям относятся: реостатные, термисторные, тензометрические, индуктивные, емкостные преобразователи, фотосопротивления. К параметрическим относят и контактные датчики.

В генераторных преобразователях измеряемая неэлектрическая величина преобразуется в ЭДС. Наиболее распространены следующие преобразователи: индукционные, термоэлектрические (термопары), пьезоэлектрические, фотоэлектрические, гальванические и многие другие.

Датчики часто называют по типу преобразователя: параметрические датчики, датчики активного сопротивления, индуктивные, емкостные, генераторные, индукционные датчики.

Датчик – элемент автоматики и как элемент автоматики представлен на рис. 2.1, где *а* – схема генераторного датчика, *б* – схема параметрического датчика, *X* – входной сигнал (измеряемый параметр), *Y* – выходной сигнал, *Z* – посторонний источник энергии.

Для работы параметрических датчиков необходим посторонний источник энергии *Z*. Параметрические датчики требуют применения специальных измерительных цепей с питанием постоянным или переменным током.

Генераторные же датчики не требуют дополнительного источника энергии, энергия на выходе датчика берется со входа, поэтому и мощность выходного сигнала всегда меньше мощности входного.

Абсолютное большинство контролируемых величин *X* при сооружении скважин имеют неэлектрическую природу: перемещение, линейная и угловая скорость, сила, давление, расход жидкости, крутящий момент, температура и т. д.

В связи с этим *по виду контролируемой неэлектрической величины X* различают: датчики механических перемещений (линейных и угловых), датчики скорости, датчики усилия, датчики давления и т. д.

*По виду выходной величины Y* различают: датчики постоянного тока (ЭДС или напряжения), датчики переменного тока (ЭДС или напряжения), датчики частоты переменного тока (ЭДС или напряжения), датчики сопротивления (активного, индуктивного или емкостного) и др.

И эти же датчики в зависимости от их конкретного функционального назначения (от измеряемой величины *X*) получают название, определяемое их функциональным назначением: датчик углубки, датчик осевой нагрузки, датчик уровня и т. д. Часто в названиях датчиков БКИА совмещаются принцип работы первичного преобразователя, вторичного преобразователя, измерительной схемы, вид выходного сигнала датчика и функциональное его назначение, например: индуктивный датчик расхода промывочной жидкости постоянного перепада давления (РС-ТПУ), импульсный тахометрический датчик расхода жидкости. В дальнейшем будем придерживаться подобных названий, т. к. они несут полезную поясняющую информацию.

Требования, предъявляемые к датчикам:

- однозначная зависимость выходной величины от входной;
- стабильность характеристик во времени;
- высокая чувствительность;
- малые размеры и масса;
- работа при различных условиях эксплуатации.

### **2.2.3. Основные типы датчиков буровой контрольно-измерительной аппаратуры и средств автоматики**

С помощью БКИА измеряются и контролируются очень многие физические величины: сила, давление (импульсы давления), перемещение, расход жидкости и сжатого воздуха, частота оборотов вала, крутящий момент, уровень жидкости, угол, температура. Контролируемая величина может предварительно преобразовываться в одну из выше-названных, например, давление – в силу.

Функциональное назначение, схемы, конструкции и принцип работы датчиков рассматриваются в соответствующих разделах при описании БКИА.

При разработке БКИА важным моментом является выбор датчика, анализ всех возможных преобразований интересующего параметра в полезные сигналы и распределение их в элементах буровой установки в виде реакций на силовую загрузку при бурении и СПО. Кроме использования узлов непосредственно самой буровой установки, при разработке аппаратуры возможны и используются пристраиваемые узлы и устройства.

Ниже рассматриваются наиболее часто применяемые в БКИА датчики и измерительная схема – автокомпенсатор переменного тока.

В БКИА используются и параметрические (пассивные), и генераторные (активные) датчики. Из пассивных датчиков широко используются индуктивные, из генераторных – индукционные.

#### **2.2.3.1. Индуктивные датчики**

Индуктивные датчики служат для бесконтактного получения информации о перемещениях (угловых, линейных) рабочих органов машин, механизмов и преобразования этой информации в электрический сигнал.

Принцип действия индуктивного датчика основан на изменении индуктивности обмотки на магнитопроводе в зависимости от положения отдельных элементов магнитопровода (якоря, сердечника и др.). В таких датчиках линейное или угловое перемещение  $X$  (входная величина) преобразуется в изменение индуктивности ( $L$ ) датчика.

В простейшем случае индуктивный датчик представляет собой катушку индуктивности с магнитопроводом, подвижный элемент которого (якорь) перемещается под действием измеряемой величины.

Индуктивный датчик является бесконтактным, не требует механического воздействия, работает за счет изменения электромагнитного поля. Преимущества бесконтактных индуктивных датчиков:

- отсутствие механического износа;
- устойчивость к механическим воздействиям;
- высокая частота переключений – до 3000 Гц.

Однако индуктивным датчикам присущи и недостатки: сравнительно малая чувствительность, зависимость индуктивного сопротивления от частоты питающего напряжения.

На рис. 2.24 показаны элементы индуктивного датчика и простейшая схема индуктивного преобразователя.

При использовании индуктивных датчиков измеряемая величина (параметр) преобразуется в перемещение  $l$  сердечника (якоря, пластинки) и затем уже воздействует на вторичный преобразователь, изменяя сопротивление магнитной цепи  $R_m$  путем изменения зазоров  $\delta$  (или рабочей площади зазоров) в магнитопроводе или введения ферромагнитных материалов в индуктивную катушку. Таким образом, индуктивные преобразователи служат для преобразования перемещения  $l$  в изменение индуктивности  $L$  катушки. Индуктивные датчики работают на переменном токе, катушка является элементом электрической измерительной схемы.

На простом примере (рис. 2.24, в) может быть пояснен принцип работы индуктивного преобразователя. Индуктивный преобразователь представляет собой магнитную цепь, состоящую из катушки 3 ( $W_1$ ) с магнитопроводом 4, подвижной ферромагнитной пластинки (сердечника) 5 и воздушных зазоров  $\delta$ .

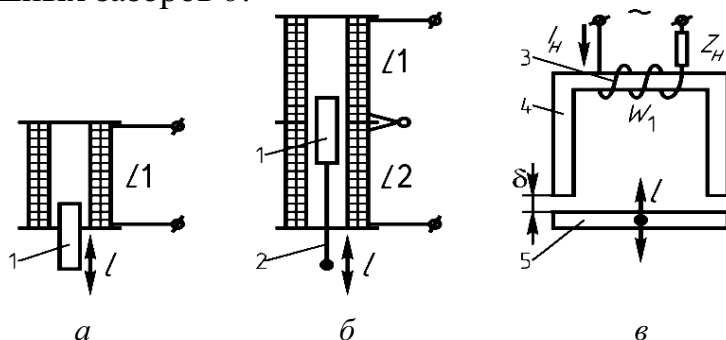


Рис. 2.24. Элементы и схема индуктивного преобразователя:

а – односекционная катушка; б – двухсекционная катушка; в – принципиальная схема индуктивного преобразователя; 1 – подвижный ферромагнитный сердечник; 2 – неферромагнитный стержень; 3 – катушка (обмотка  $W_1$ ); 4 – магнитопровод; 5 – подвижная ферромагнитная пластина (сердечник)

Ток  $I_n$  в нагрузке  $Z_n$  определяется полным сопротивлением  $Z$  катушки  $W_1$ :

$$Z = \sqrt{R_A^2 + (X_L - X_C)^2}, \quad (2.22)$$

где  $R_A$  – активное (омическое) сопротивление катушки, оно постоянно;  $X_L = \omega \cdot L$  – индуктивное сопротивление;  $\omega$  – круговая частота питающего напряжения;  $L$  – индуктивность катушки;  $X_C = \frac{1}{\omega C}$  – емкостное сопротивление; оно мало и может не учитываться.

Таким образом, можно с допустимой погрешностью считать, что  $Z = f(L)$ , а также  $I = f(L)$ .

Индуктивность катушки  $L$  может варьироваться в результате изменения магнитного сопротивления цепи  $R_{\text{ц}}$ , главным составляющим которого является магнитное сопротивление  $R_{\delta}$  воздушных зазоров.

Принцип работы индуктивных датчиков можно условно представить в виде цепи преобразований:

$$l \uparrow \rightarrow \delta \uparrow \rightarrow R_M \uparrow \rightarrow \Phi \downarrow \rightarrow L \downarrow \rightarrow X_L \downarrow \rightarrow Z \downarrow \rightarrow I \uparrow,$$

где  $l$  – перемещение;  $\delta$  – зазор;  $R_M$  – магнитное сопротивление цепи;  $\Phi$  – магнитный поток;  $L$  – индуктивность;  $X_L$  – индуктивное сопротивление;  $Z$  – полное сопротивление катушки;  $I$  – ток.

Для индуктивных датчиков (рис. 2.25) получила распространение дифференциальная схема включения двух катушек индуктивности (схема *а*). Статическая характеристика датчиков в этом случае линейная и реверсивная. В БКИА используются главным образом дифференциально-мостовая (схема *б*) и дифференциально-трансформаторная мостовая (схема *в*) схемы включения индуктивных датчиков.

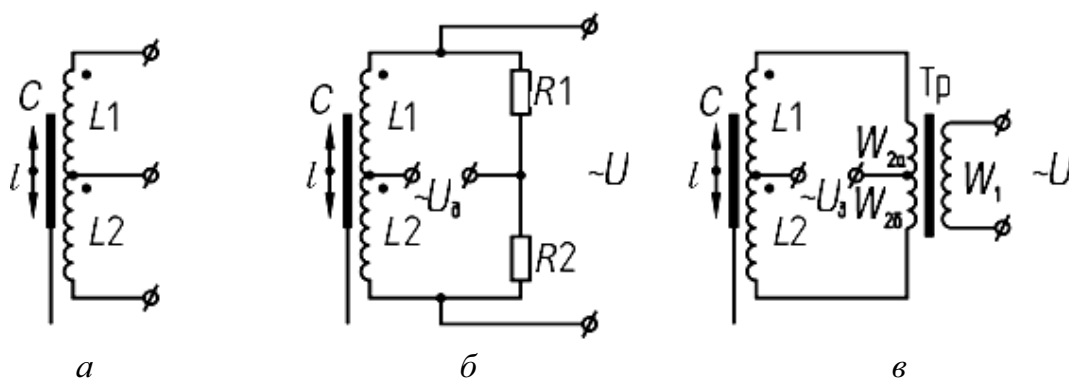


Рис. 2.25. Схемы включения индуктивных датчиков

Индуктивные датчики просты по конструкции и надежны в работе, что важно для буровой контрольно-измерительной аппаратуры.

### 2.2.3.2. Индукционные датчики

Индукционные датчики предназначены для преобразования линейного или углового перемещения в изменение взаимной индукции между двумя или несколькими катушками. К индукционным датчикам относятся и тахогенераторы.

На рис. 2.26 приведена принципиальная схема индукционного преобразователя с двумя катушками. На магнитопроводе  $l$  расположены две катушки 2 ( $W_1$ ) и 3 ( $W_2$ ). К первичной обмотке  $W_1$  подводится напряжение переменного тока.

При изменении магнитного сопротивления цепи  $R_M$ , например, при изменении зазора  $\delta$ , изменится и взаимная индукция  $M$  между катушками:

$$M = \frac{W_1 \cdot W_2}{R_M}, \quad (2.23)$$

следовательно, изменится и напряжение во вторичной обмотке  $W_2$  – напряжение датчика  $U_d$ , т. е.  $U_d = f(\delta)$ .

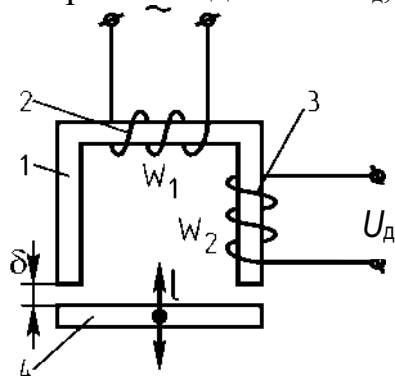


Рис. 2.26. Принципиальная схема индукционного преобразователя:

1 – магнитопровод; 2 – катушка (первичная обмотка  $W_1$ ); 3 – катушка (вторичная обмотка  $W_2$ ); 4 – ферромагнитный сердечник (пластина)

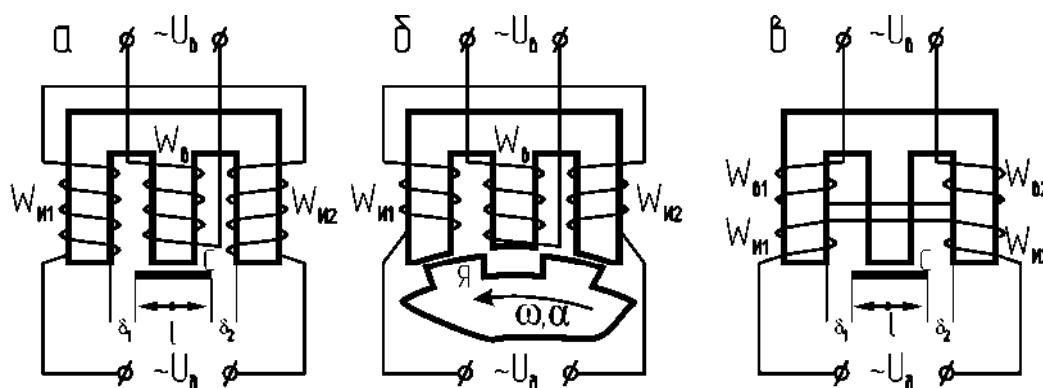


Рис. 2.27. Схемы включения индукционных датчиков

В индукционных датчиках, собранных по дифференциально-трансформаторной схеме (рис. 2.27, а, б, в) и имеющих общую магнитную цепь для обмоток, измерительные обмотки  $W_{и1}$  и  $W_{и2}$  включаются последовательно и встречно, поэтому при нейтральном положении сердечника С или якоря Я (измеряемый параметр равен нулю) выходной сигнал датчика  $U_d = 0$ . При смещении сердечника (или якоря) от нейтрального положения баланс магнитных потоков в измерительных обмотках нарушается, что приводит к уменьшению напряжения на выходе одной измерительной обмотки и увеличению напряжения на выходе второй измерительной обмотки. Алгебраическая их сумма и есть напряжение  $U_d$ , пропорциональное смещению сердечника (или углу поворота якоря).

Схема «б» является разновидностью схемы «а», используется при вращательном движении якоря. При преобразовании линейного пере-

мещения в угловое может быть использована и для измерителя линейных скоростей, например измерителя механической скорости бурения.

### Тахогенераторы

Тахогенераторами называются электрические микромашины, предназначенные для преобразования скорости вращения вала в электрический сигнал.

Тахогенераторы и электрические микродвигатели, работающие в режиме генератора, широко применяются в виде датчиков в буровой контрольно-измерительной аппаратуре.

В состав таких датчиков часто входят преобразователи линейного перемещения во вращательное и ускоряющие редукторы.

Основным требованием к тахогенераторам является требование линейности выходной характеристики (рис. 2.28):

$$U_r = kn, \quad (2.24)$$

где  $U_r$  – выходное напряжение тахогенератора;  $n$  – скорость вращения якоря.

Величина

$$k = U_r / n \quad (2.25)$$

называется крутизной выходной характеристики и является одной из основных величин, определяющих свойства тахогенераторов. Крутизна характеристики тахогенераторов находится в пределах  $(3 \dots 100) \frac{mB}{\text{об/мин}}$ .

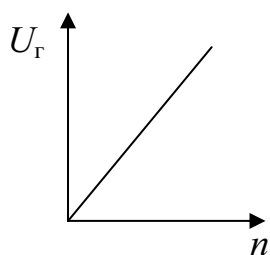


Рис. 2.28. Выходная характеристика идеального тахогенератора

Тахогенераторы по роду тока подразделяются на тахогенераторы переменного (асинхронные, синхронные) и постоянного тока.

На практике получили распространение два основных типа тахогенераторов: асинхронные и постоянного тока.

Асинхронные тахогенераторы по устройству ротора разделяются на тахогенераторы с полым немагнитным ротором (как и асинхронные двигатели с полым ротором) и с короткозамкнутой обмоткой ротора.

Тахогенераторы постоянного тока подразделяются на тахогенераторы с постоянными магнитами и с электромагнитным возбуждением (рис. 2.29).



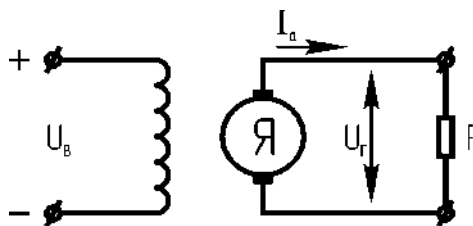


Рис. 2.29. Схема тахогенератора постоянного тока с независимым возбуждением

Максимальные частоты вращения якоря тахогенераторов постоянного тока лежат в пределах 1000...7000 об/мин.

В системах автоматики тахогенераторы используются:

- для измерения частоты вращения; в качестве показывающего прибора используется вольтметр, проградуированный в об/мин;
- в качестве звена жесткой обратной связи по частоте вращения;
- в качестве звена гибкой обратной связи для повышения качества переходного процесса.

### 2.2.3.3. Магнитоупругие датчики

Принцип работы *магнитоупругих* датчиков можно условно представить в виде цепи преобразований (изменяется магнитная проницаемость  $\mu$  магнитопровода датчика):

$$F \uparrow \rightarrow \mu \uparrow \rightarrow R_m \downarrow \rightarrow \Phi \uparrow \rightarrow L \uparrow \rightarrow X_L \uparrow \rightarrow Z \uparrow \rightarrow U \uparrow,$$

где  $F$  – сила сжатия;  $\mu$  – магнитная проницаемость;  $U$  – напряжение (остальные обозначения см. выше).

При использовании магнитоупругих датчиков измеряемая величина (давление, крутящий момент, сила  $F'$ ) преобразуется в пропорциональную измеряемой величине силу  $F$ , приложенную к магнитопроводу датчика, и под действием этой силы изменяется магнитная проницаемость  $\mu$  магнитопровода.

На рис. 2.30 приведены схемы включения магнитоупругих датчиков. На схеме *a* в датчике катушки попарно выполнены идентичными. Усилие  $F$  прикладывается к магнитопроводу одной пары катушек, изменяя его магнитную проницаемость. Вторичные измерительные обмотки  $W_{и1}$  и  $W_{и2}$  соединены последовательно и встречно, поэтому при  $F = 0$   $U_d = U_{и1} - U_{и2} = 0$ . При приложении усилия  $F$  напряжение  $U_B$  перераспределяется (в силу изменения комплексного сопротивления  $Z$  катушки, к магнитопроводу которой прикладывается сила  $F$ ) между первичными обмотками, соответственно, изменяются и напряжения на вторичных измерительных обмотках, разность этих напряжений и есть  $U_d$ , пропорциональное усилию  $F$ , т. е. и измеряемой величине.

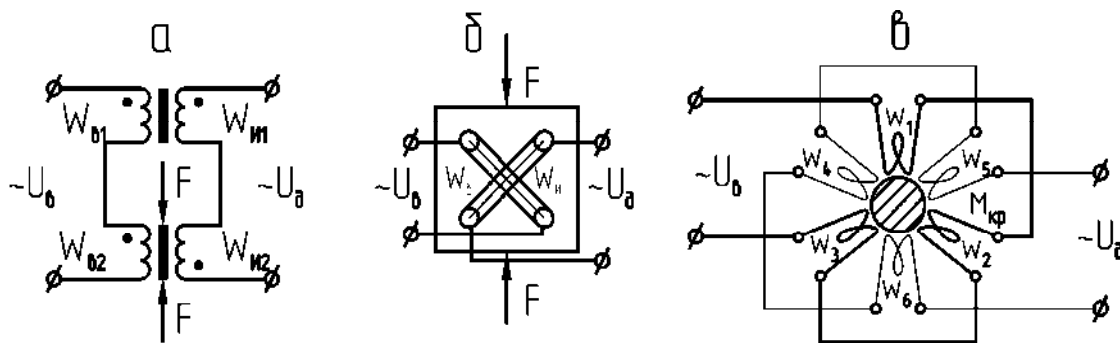


Рис. 2.30. Схемы включения магнитоупругих датчиков

В датчике по схеме *б* при  $F = 0$  нет потокоцепления между обмоткой возбуждения  $W_B$  и измерительной  $W_H$ , и  $U_d = 0$ . При приложении усилия  $F$  магнитное поле деформируется, при этом пересекает витки измерительной обмотки, напряжение в которой  $U_d$  будет пропорционально усилию  $F$ .

Датчик по схеме *в* предназначен для бесконтактного контроля передаваемого валом крутящего момента –  $U_d = f(M_{кр})$ , включает ряд обмоток возбуждения  $W_1-W_3$  и измерительных  $W_4-W_6$ , соединенных последовательно и согласно. Вал является частью магнитопровода, изготовлен из специальной стали. При  $M_{кр} = 0$  нет потокоцепления между обмотками возбуждения и измерительными. При передаче крутящего момента магнитное поле деформируется, пересекая витки измерительных обмоток, и сигнал датчика  $U_d$  будет пропорционален передаваемому крутящему моменту.

#### 2.2.3.4. Потенциометрические преобразователи

Потенциометрические преобразователи (потенциометры) – это переменные резисторы, включаемые по схеме делителя напряжения.

На рис. 2.31, *а* переменный резистор  $R1$  включен как реостат:  $R = f(X)$ , а на рис. 2.31, *б* – как делитель напряжения:  $U = f(X)$ , где  $R$  – выходное сопротивление,  $X$  – входная величина датчика (перемещение контакта),  $U$  – выходная величина датчика (падение напряжения  $U$  между подвижным и одним из неподвижных контактов).

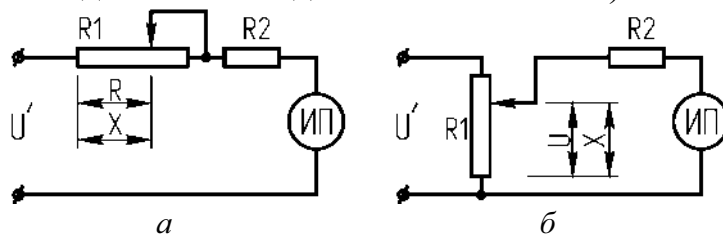


Рис. 2.31. Электрические схемы включения переменного резистора:  
*а* – схема включения как реостата; *б* – схема включения как делителя напряжения (потенциометра)

### 2.2.3.5. Импульсные преобразователи

В настоящее время большинство датчиков БКИА выходной величиной имеют ток или напряжение с амплитудой, пропорциональной измеряемому параметру. Этим определяется или большая погрешность аппаратуры, или сложность ее схемы. В последнее время наметилась тенденция к построению датчиков с частотным выходом и с дискретными сигналами. Точность измерений при использовании таких датчиков намного выше.

Рассмотренные выше датчики относятся к датчикам с аналоговым выходным сигналом. Датчик по схеме рис. 2.26, б при преобразовании параметра в угол поворота якоря  $\alpha$  относится к датчикам с аналоговым выходным сигналом, а при преобразовании параметра в угловую скорость  $\omega$  – к датчикам с импульсным выходным сигналом.

Датчики БКИА с импульсным выходным сигналом часто строятся с использованием магнитоуправляемых герметизированных контактов (герконов ГК) (рис. 2.32).

Измеряемый параметр (расход  $Q$ , частота вращения  $n$  и др.) преобразуется в частоту (или количество) импульсов. Герконы могут быть использованы для счета числа ходов поршней насоса (счетчики количества расхода жидкости), определения уровня жидкости (в основе датчика ряд герконов по высоте и поплавков с пластинкой постоянного магнита), определения углубки и скорости углубки, высоты подъема элеватора и др. Конструкция датчика в зависимости от характера относительного перемещения элементов, являющихся точками съема измеряемого параметра, может строиться с использованием следующих сочетаний: один геркон – одна пластинка постоянного магнита, ряд герконов – одна пластинка, один геркон – ряд пластинок.

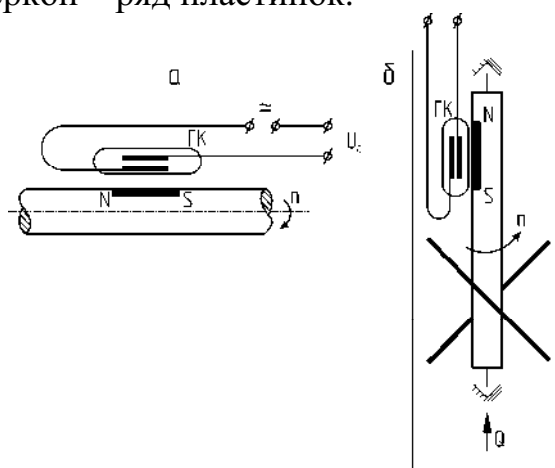


Рис. 2.32. Примеры схем импульсных датчиков БКИА с использованием герконов:

а – принципиальная схема получения импульсного сигнала;

б – схема тахометрического датчика скважинного расходомера

### 2.2.3.6. Тензорезисторы и тензодатчики

Тензорезистор – резистор, электрическое сопротивление которого изменяется в зависимости от его механической деформации.

Тензорезисторы предназначены для исследования электрическим методом напряженных состояний материалов, вызванных приложенной силой. С помощью тензорезисторов можно измерять деформации механически связанных с ними элементов.

Тензорезисторы используются как чувствительные элементы (первичные преобразователи) тензодатчиков: датчиков силы, давления, ускорения, перемещения и крутящего момента.

Тензорезисторы применимы для измерения различных типов напряжений, от статического до динамического, встречающегося в диапазоне свыше 100 кГц, и напряжений, вызванных ударом. Тензорезисторы также обеспечивают измерения в различных областях и могут быть применены к конструкциям различных форм и из различных материалов.

Изменения сопротивления весьма малы и требуют прецизионных усилителей или АЦП.

Длина и ширина датчика (рис. 2.33) должны быть достаточно малы для адекватного измерения деформации в точке.

Проволочные тензодатчики были вытеснены фольговыми.

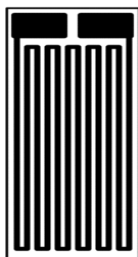


Рис.2.33. Тензорезистор

Материалы, наиболее широко используемые в тензодатчиках, представлены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Материал	Состав, %	$S_R$ в области упругой деформации
Константан	45Ni, 55Cu	2,1
Карма	74Ni, 20Cr, 3Al, 3Fe	2,0
Изоэластик	36Ni; 8Cr; 0,5Mo; 55,5Fe	3,6
Нихром V	80Ni, 20Cr	2,1
Платиновольфрам	92Pt, 8W	4,0
Армюр Д	70Fe, 20Cr, 10Al	2,0

В большинстве тензодатчиков, благодаря неизменности тензочувствительности, используется константан. Он обладает высоким удельным сопротивлением и температурной стабильностью.

Нихром применяют в узкоспециальных приложениях, связанных с высокими температурами, при которых приобретают существенное значение устойчивости к окислительным процессам.

Тензодатчики, как правило, приклеиваемые, состоят:

- из элемента, чувствительного к деформации;
- тонкой пленки, которая является изолятором и несущей основой для чувствительного элемента;
- контактных площадок для присоединения выводных проводов.

В качестве несущей основы применяются такие материалы, как: акриловые; полиамидные; фенольные; эпоксидно-стеклянные; бумага; эпоксидные; эпоксидно-полиамидные; эпоксидно-фенольные; фенольно-стеклянные.

В большинстве случаев применяется полиамидная пленка, отличающаяся прочностью, гибкостью и совместимостью с большинством связующих.

Клей, с помощью которого приклеивают тензодатчик на образец, должен обладать прочностью, линейной упругостью и стабильностью в течение длительного периода времени. В качестве клея наиболее широко используются метил-2-цианоакриад, эпоксидная смола, полимид и некоторые виды керамики.

Конструкция закрепления имеет большое значение для работы датчика (рис. 2.34). В классической конструкции (а) применяется «утопленный» тензорезистор (например, в основе из фенольного клея), который наклеивается на упругий элемент с помощью клея (например, фенольного). В конструкции (б) голый тензорезистор (например, полупроводниковый) приклеивают через подложку (например, из специальной бумаги), пропитанную клеем.

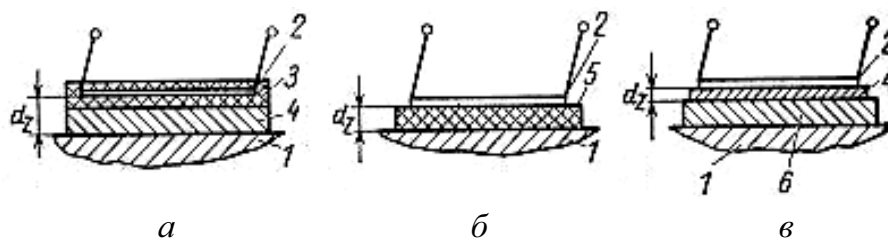


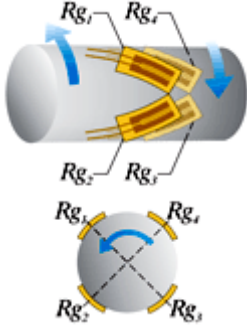
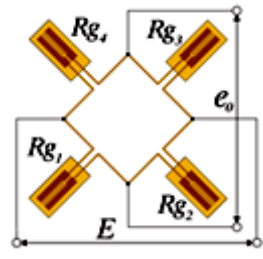
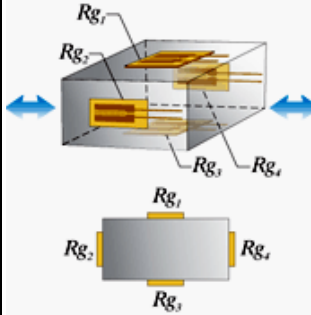
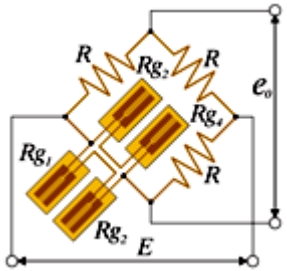
Рис. 2.34. Конструкции тензорезисторных чувствительных элементов датчиков: а и б – обычные конструкции с толстыми клеевыми слоями  $dz$ ; в – современная конструкция с тонким клеевым слоем  $dz$ ; 1 – упругий элемент; 2 – тензорезистор; 3 – основа тензорезистора; 4 – клеевой слой; 5 – подложка, пропитанная клеем; 6 – изолирующий слой с хорошими механическими свойствами

В табл. 2.2 приведены несколько различных схем подключения тензорезисторов.

Таблица 2.2

Наименование	Пример	Схема	Выход
<p>Один активный тензорезистор, двухпроводная схема подключения.  Применима при малых изменениях температуры. Без термокомпенсации.  x1 выход. Изгиб также влияет на измерения</p>			
<p>1 активный тензорезистор  2-проводная схема включения  Число тензорезисторов: 1</p>	<p>Одноосевая деформация (сжатие/растяжение)</p>		<p><math>e_0 = (E / 4) \cdot K_s \cdot \varepsilon_0</math>  <math>K_s</math> – K-фактор  <math>\varepsilon_0</math> – деформация;  <math>E</math> – питание моста;  <math>e_0</math> – выходное напряжение;  <math>R_g</math> – сопротивление тензорезистора;  <math>R</math> – постоянное сопротивление</p>
<p>Два активных тензорезистора, двухпроводная схема включения.  Без термокомпенсации. Деформация изгиба исключена. x1 выход</p>			
<p>Двойная.  1 активный тензорезистор  2-проводная схема включения (для исключения деформации изгиба)  Число тензорезисторов: 2</p>	<p>Одноосевая деформация (сжатие/растяжение)</p>		<p><math>e_0 = (E / 4) \cdot K_s \cdot \varepsilon_0</math>  <math>R_{g1}</math>...деформация – <math>\varepsilon_1</math>  <math>R_{g2}</math>...деформация – <math>\varepsilon_2</math>  <math>\varepsilon_0 = (\varepsilon_1 + \varepsilon_2) / 2</math>  <math>R</math> – постоянное сопротивление  <math>R = R_{g1} + R_{g2}</math></p>
<p>Два активных тензорезистора, трехпроводная схема включения.  Без термокомпенсации. Деформация изгиба исключена. x1 выход</p>			
<p>Двойная.  1 активный тензорезистор  3-проводная схема включения (для исключения деформации изгиба)  Число тензорезисторов: 2</p>	<p>Одноосевая деформация (сжатие/растяжение)</p>		<p><math>e_0 = (E / 4) \cdot K_s \cdot \varepsilon_0</math>  <math>R_{g1}</math>...деформация – <math>\varepsilon_1</math>  <math>R_{g2}</math>...деформация – <math>\varepsilon_2</math>  <math>\varepsilon_0 = (\varepsilon_1 + \varepsilon_2) / 2</math>  <math>R</math> – постоянное сопротивление  <math>R = R_{g1} + R_{g2}</math></p>

Наименование	Пример	Схема	Выход
<i>Два тензорезистора: активный и компенсационный. Термокомпенсирована. x1 выход</i>			
2 активных тензорезистора (активный + компенсационный) Число тензорезисторов: 2			$e_0 = (E / 4) \cdot K_s \cdot \varepsilon_0$ $K_s - K\text{-фактор}$ $\varepsilon_0 - \text{деформация}$ $E - \text{питание моста}$ $e_0 - \text{выходное напряжение}$ $Rg_1 \dots \text{деформация} - \varepsilon_1$ $R - \text{постоянное сопротивление}$ $Rg_2 \dots \text{деформация} - 0$
<i>Два активных тензорезистора. Термокомпенсирована. Деформация сжатия/растяжения исключена. x2 выход</i>			
2 активных тензорезистора (для деформации изгиба) Число тензорезисторов: 2			$e_0 = (E / 2) \cdot K_s \cdot \varepsilon_0$ $Rg_1 \dots \text{деформация} - \varepsilon_0$ $Rg_2 \dots \text{деформация} - -\varepsilon_0$ $R - \text{постоянное сопротивление}$
<i>Четыре активных тензорезистора. Применима для измерений деформации изгиба. Термокомпенсирована. Деформация сжатия/растяжения исключена. x4 выход</i>			
4 активных тензорезистора (для измерений деформации изгиба) Число тензорезисторов: 4			$e_0 = E \cdot K_s \cdot \varepsilon_0$ $Rg_1, Rg_3 - \text{деформация изгиба} - \varepsilon_0$ $Rg_2, Rg_4 - \text{деформация изгиба} - -\varepsilon_0$
<i>Два активных тензорезистора. Применима для измерения деформации изгиба. Термокомпенсация. x2 выход</i>			
2 активных тензорезистора (для измерений изгибающих деформаций) Число тензорезисторов: 2			$e_0 = (E / 2) \cdot K_s \cdot \varepsilon_0$ $Rg_1 \dots \text{деформация} - \varepsilon_0$ $Rg_2 \dots \text{деформация} - -\varepsilon_0$ $R - \text{постоянное сопротивление}$

Наименование	Пример	Схема	Выход
<i>Четыре активных тензорезистора. Применима для измерения деформации изгиба. Термокомпенсация. x4 выход</i>			
4 активных тензорезистора (для измерений изгибающих деформаций) Схема 4/4 Число тензорезисторов: 4			$e_0 = E \cdot K_s \cdot \varepsilon_0$ $Rg_1, Rg_3 - \text{деформация изгиба} - \varepsilon_0$ $Rg_2, Rg_4 - \text{деформация изгиба} - -\varepsilon_0$
<i>Четыре активных тензорезистора. Применима для измерения общей деформации. Без термокомпенсации. x1 выход</i>			
4 активных тензорезистора (для измерения суммарной деформации) Число тензорезисторов: 4			$e_0 = (E / 2) \cdot K_s \cdot \varepsilon_0$ $\varepsilon_0 = (\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3 + \varepsilon_4) / 2$ $R - \text{постоянное сопротивление}$ $R = Rg_1 = Rg_2 = Rg_3 = Rg_4$

### Отношение между деформацией и выходным напряжением

Выход тензометрических мостовых схем представлен в единицах деформации ( $\mu\epsilon$ ) или в выходном напряжении (мВ/В или  $\mu\text{В/В}$ ) относительно напряжения питания моста. Эти величины соотносятся согласно следующей формуле:

$$e_0 = (E / 4) \cdot K_s \cdot \varepsilon_0. \quad (2.26)$$

Если питание моста  $E = 1$  В и  $K$ -фактор  $K_s = 2$ , то  $2e_0 = \varepsilon_0$ . Так, выход по деформации будет в 2 раза больше, чем выходное напряжение моста.

Для малых деформаций используют фольговые тензорезисторы. Для больших деформаций используют проволочные тензорезисторы.

#### 2.2.3.7. Эффект Холла и датчики на его основе

Эффект Холла был открыт в 1879 г. американским ученым Эдвином Гербертом Холлом. Его сущность состоит в следующем (см. рис. 2.35). Если через проводящую пластинку пропускать ток, а перпендикулярно пластинке направить магнитное поле, то в направлении поперечном току (и направлению магнитного поля) на пластинке появится напряжение.



Эффект Холла, в некоторых случаях, позволяет определить тип носителей заряда (электронный или дырочный) в металле или полупроводнике, что делает его незаменимым методом исследования свойств полупроводников.

На основе эффекта Холла работают датчики Холла (ДХ): приборы, измеряющие напряженность магнитного поля.

Бесконтактный датчик на основе эффекта Холла используется для определения наличия или контроля положения магнитных объектов или объектов, имеющих магнитные части. Датчики на основе эффекта Холла не реагируют на другие материалы. При появлении в зоне срабатывания магнита бесконтактный датчик Холла замыкает или размыкает цепь. Датчики Холла могут быть нормально замкнутыми или нормально разомкнутыми.

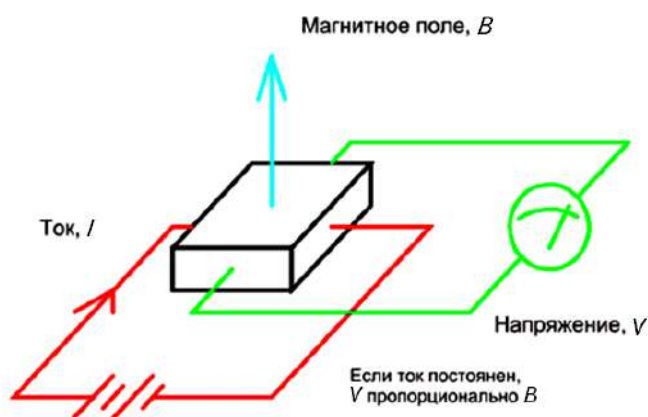


Рис. 2.35. Эффект Холла

Полупроводниковый материал, предназначенный для изготовления ДХ, должен обладать не только высокими, но и по возможности мало зависящими от температуры значениями постоянной Холла и подвижности носителей тока. Выбор полупроводникового материала для ДХ диктуется областью его применения. Как правило, используются полупроводники с электронной проводимостью, поскольку они имеют значительно бóльшую подвижность носителей заряда, чем полупроводники с дырочной проводимостью.

#### 2.2.3.8. Сельсины

Сельсины относятся к индукционным электрическим машинам систем синхронного поворота – передачи угла на расстояние (десятки, сотни метров). Они могут рассматриваться как вторичное звено датчика.

По конструкции сельсины делятся на контактные и бесконтактные.

Основной недостаток контактных сельсинов – наличие скользящего контакта между щетками и кольцами на роторе. Несвоевременная

чистка контактов может привести к полной потере контакта. Из-за возможного искрения контактов контактные сельсины нежелательно применять во взрывоопасных условиях.

Основными частями сельсина являются статор, ротор и обмотки.

В бесконтактном сельсине на статоре размещены обмотка возбуждения и три сдвинутые на  $120^\circ$  фазные обмотки синхронизации. Ротор не имеет обмоток и является подвижным магнитопроводом. Обмотка возбуждения расположена на статоре таким образом, что ее ось совпадает с осью ротора и перпендикулярна к осям обмоток синхронизации.

В контактных сельсинах однофазная обмотка возбуждения может находиться на статоре или на роторе, тогда трехфазная обмотка синхронизации будет находиться соответственно на роторе или на статоре.

В системах автоматики используются две системы синхронной «передачи угла»: индикаторная (рис. 2.36) и трансформаторная (рис. 2.37). В простейших схемах используется одна пара сельсинов: сельсин-датчик СД и сельсин-приемник СП.

Сельсинная пара применяется для целей дистанционного управления, регулирования или контроля. Сельсинные пары широко используются в буровой контрольно-измерительной аппаратуре (БКИА) и автоматических регуляторах при бурении скважин на нефть и газ.

Использование сельсинной пары в индикаторном режиме работы производится при незначительном моменте на валу сельсина СП, что имеет место в БКИА; измеряемый параметр (например, давление бурового раствора) преобразуется в угол поворота  $\theta_d$  ротора сельсина-датчика СД (рис. 2.36) и отрабатывается в угол  $\theta_n$  сельсином-приемником СП. С ротором СП связана стрелка отсчетного устройства ОУ. В индикаторной системе сельсин-приемник самостоятельно отрабатывает угол, задаваемый сельсином-датчиком, и ротор СП останавливается при  $\Delta\theta = \theta_d - \theta_n = 0$ .

Простейшая трансформаторная схема синхронной связи также состоит из двух сельсинов – датчика СД и приемника СП (рис. 2.37), фазочувствительного усилителя У, реверсивного двигателя РД, редуктора Ред, механически связанного с осью ротора СП (обратная механическая связь).

Ток в обмотке возбуждения ОВД сельсина-датчика создает пульсирующее магнитное поле, которое в фазах обмотки синхронизации наводит ЭДС:  $E_{Ad}$ ,  $E_{Bd}$ ,  $E_{Cd}$ , величина которых зависит от положения фаз обмотки синхронизации относительно обмотки возбуждения.

Под действием этих ЭДС в одноименных фазах обмоток синхронизации датчика и приемника возникают токи  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$ . Эти токи создают пульсирующие магнитные потоки  $\Phi_{Ad}$ ,  $\Phi_{Bd}$ ,  $\Phi_{Cd}$ , результирующая которых равна  $\Phi_n$ . Поток  $\Phi_n$  наводит в обмотке ОВП ЭДС выходное напряжение приемника  $U_{вых}$ .

Согласованным положением сельсинов в трансформаторной схеме синхронной связи называется такое положение роторов, при котором  $U_{\text{вых}} = 0$ .

Сельсин-приемник самостоятельно не обрабатывает задаваемый датчиком угол  $\alpha_d$ , а вырабатывает ЭДС обмотки ОВП, изменяющуюся по закону синуса от угла рассогласования  $\theta$ . При выведении ротора сельсина-датчика из согласованного положения (поворот ротора на угол  $\alpha_d = \theta$ ) на обмотке ОВП появляется напряжение  $U_{\text{вых}}$ , которое усиливается (фазочувствительный усилитель У) и подается на обмотку управления реверсивного двигателя РД, вал которого через редуктор Ред механически жестко связан с ротором приемника. При вращении вала двигателя и ротора приемника вращается магнитный поток  $\Phi_{\text{п}}$ , изменяется потокосцепление с обмоткой ОВП и выходное напряжение  $U_{\text{вых}}$ . Роторы двигателя и приемника будут вращаться до тех пор, пока не будет отработан заданный датчиком угол  $\alpha_d$ . Сельсины придут в согласованное положение, выходное напряжения  $U_{\text{вых}}$  станет равным нулю, обмотка управления двигателя РД обесточится, двигатель остановится, и вся система придет в равновесие.

Реверсивный двигатель, поворачивая ротор приемника, как исполнительный двигатель, совершает работу, преодолевая момент сопротивления  $M_c$ , например в измерительно-регистрирующей аппаратуре перемещает перописец.

Если в следящей системе измерителем рассогласования является трансформаторная сельсинная передача, а в качестве усилителя мощности используется электромашинный усилитель, управляемый постоянным током, то в состав усилительного устройства входит фазочувствительный выпрямитель, преобразующий переменное напряжение сельсина-трансформатора в постоянное, полярность которого изменяется при переворачивании фазы выпрямляемого напряжения.

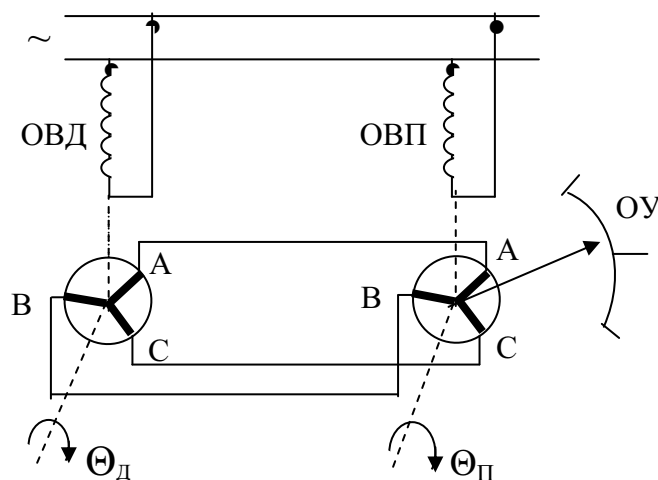


Рис. 2.36. Индикаторная схема синхронной связи

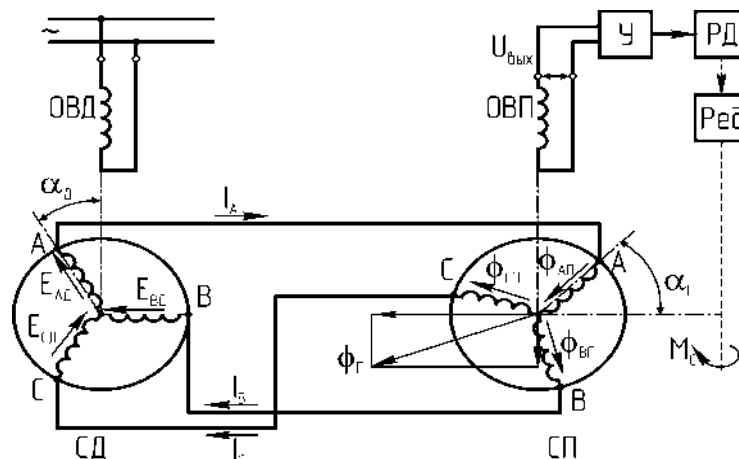


Рис. 2.37. Трансформаторная схема синхронной связи

На рис. 2.38 представлен другой вариант изображения сельсинной пары в электрических схемах.

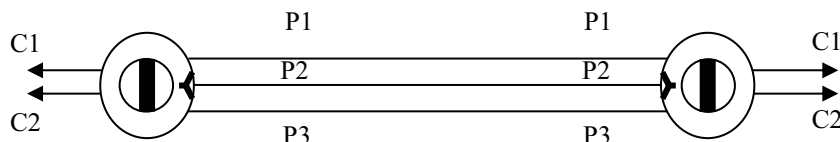


Рис. 2.38. Обозначение сельсинной пары в электрических схемах:  
С – клеммы подключения обмотки возбуждения; Р – клеммы подключения обмоток синхронизации

Сельсины могут работать в режиме поворота (рассмотрено выше) и в режиме вращения: ротор приемника вращается с той же скоростью, что и ротор датчика, а возникающий между ними в процессе вращения угол рассогласования характеризует динамическую точность системы, в отличие от статической ошибки системы при работе сельсинов в режиме поворота.

## 2.2.4. Вторичные приборы

В буровой контрольно-измерительной аппаратуре широко используется как непосредственный метод измерения, так и компенсационный.

Достоинства аппаратуры непосредственной оценки являются простота устройства и низкая стоимость. Недостатком непосредственного метода измерения является то, что он не позволяет реализовать надежные системы с классом точности более 2,5.

Компенсационный метод состоит в компенсации (уравновешивании) сигнала датчика. Момент равновесия определяется с помощью чувствительного индикатора, а контролируемая величина измеряется при помощи отсчетного устройства, непосредственно связанного с ка-

либрованным источником компенсирующего сигнала. Приборы, в которых процесс уравнивания измеряемого параметра автоматизирован, называются автокомпенсаторами.

Компенсационный метод измерения позволяет создать более точные и надежные системы. Кроме того, преимуществами этого метода являются: высокое входное сопротивление, нулевое потребление энергии от первичных преобразователей в момент равновесия, значительный момент, что может быть использовано не только для поворота стрелки отсчетного устройства, но и для работы перописца. Автокомпенсационные приборы устойчивы и мало чувствительны к перегрузкам, к изменению напряжения источника питания, быстродейственны.

Компенсационный метод измерений и компенсационные приборы могут применяться для контроля величин различной физической природы.

Из всех типов электрических вторичных приборов непосредственной оценки для контроля процесса бурения получили распространение электродинамические логометры и приборы магнитоэлектрической системы. Приборы остальных типов применяются намного реже в основном из-за значительного потребления мощности из измерительной цепи, малого входного сопротивления и нелинейности шкалы.

Датчики БКИА часто имеют выходной сигнал переменного тока. Поэтому в схему измерения вводится выпрямитель, собранный по одно- или двухполупериодной схеме выпрямления, рис. 2.39 (см. также раздел 2.2.1.2).

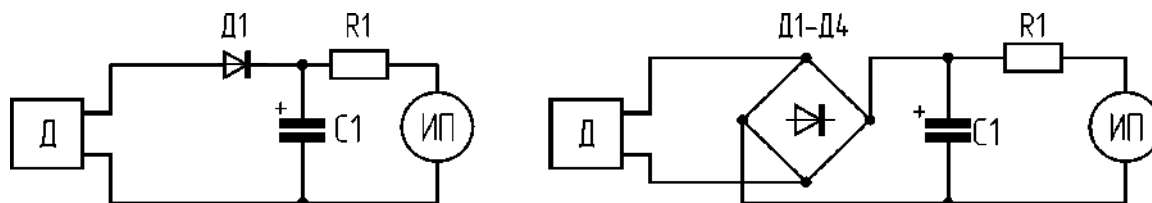


Рис. 2.39. Схемы подключения электроизмерительного прибора магнитоэлектрической системы к датчику Д с выходом на переменном токе

#### 2.2.4.1. Автокомпенсатор переменного тока

В современной БКИА широко применяется автокомпенсатор переменного тока (рис. 2.40).

В качестве звена обратной связи в автокомпенсаторе (рис. 2.40) применен бесконтактный индукционный потенциометр (компенсатор), вырабатывающий компенсирующее напряжение. Потенциометр состоит из статора и ротора. Индукционный потенциометр вырабатывает напряжение переменного тока, пропорциональное углу поворота рото-

ра. Статор включает обмотку возбуждения  $W_{\text{в}}$ , а ротор – измерительную обмотку  $W_{\text{и}}$  (рис. 2.41).

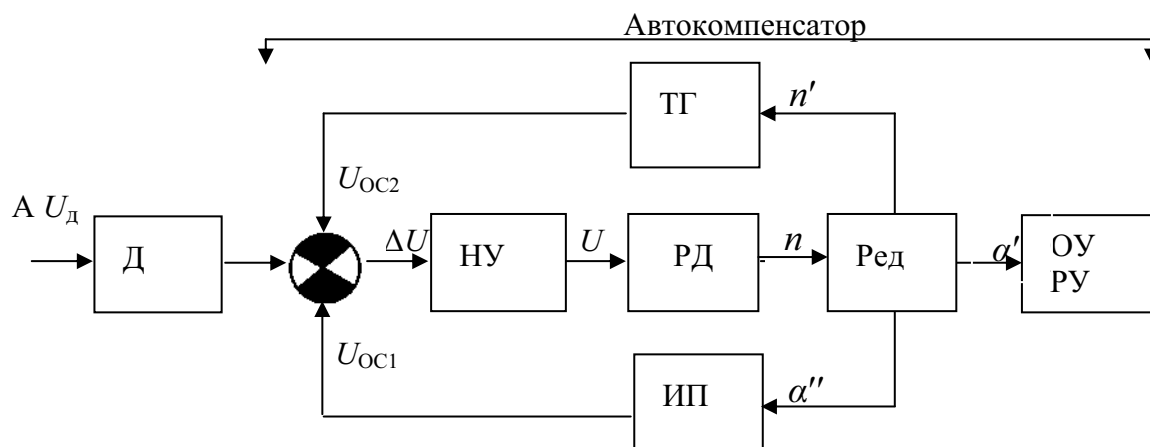


Рис. 2.40. Структурная схема автокомпенсатора переменного тока:  
 Д – датчик; НУ – нуль-усилитель; РД – реверсивный двигатель; Ред – редуктор;  
 ОУ – отсчетное устройство; РУ – регистрирующее устройство;  
 ИП – бесконтактный индукционный потенциометр (компенсатор);  
 ТГ – тахогенератор

Ротор потенциометра механически связан с валом фазочувствительного (реверсивного) двигателя РД. При угле поворота ротора  $\alpha'' = 0$  потокосцепление между обмотками  $W_{\text{в}}$  и  $W_{\text{и}}$  отсутствует и выходное напряжение потенциометра (напряжение обратной связи)  $U_{\text{OC1}} = 0$ .

При повороте ротора относительно статора на угол  $\alpha \neq 0$  индуцируется ЭДС, пропорциональная углу поворота  $\alpha''$ , т. е.  $U_{\text{OC1}} = f(\alpha'')$ .

Работа автокомпенсатора заключается в следующем. Выходная цепь датчика Д включается встречно-последовательно с источником компенсирующего напряжения – роторной обмоткой компенсатора у входа нуль-усилителя НУ. При незначительном разбалансе схемы, т. е. при появлении  $\Delta U$  на входе усилителя, выходное напряжение усилителя  $U$  достигает номинального значения напряжения питания управляющей обмотки реверсивного двигателя РД (на рис. 2.42 представлена характеристика нуль-усилителя).

Реверсивный двигатель РД кинематически связан через редуктор Ред с компенсирующим потенциометром ИП (угол поворота ротора потенциометра  $\alpha''$ ) и отсчетным (в ряде приборов и регистрирующим РУ) устройством ОУ (угол поворота оси ОУ  $\alpha'$ ).

В зависимости от фазы сигнала-разбаланса  $\Delta U$  на входе нуль-усилителя двигатель поворачивает ротор потенциометра в ту или иную сторону и изменяет компенсирующее напряжение  $U_{\text{OC1}}$  в сторону уменьшения сигнала разбаланса  $\Delta U$ .

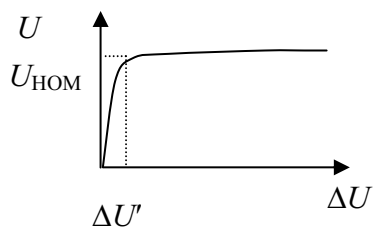


Рис. 2.41. Характеристика  
нуль-усилителя НУ

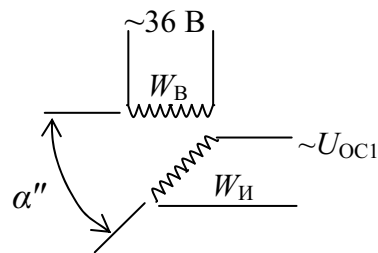


Рис. 2.42. Электрическая  
схема потенциометра ИП

На вход автокомпенсатора подается сигнал от датчика в виде напряжения переменного тока:  $U_d = U_m \cdot \sin(\omega t + \varphi)$ . Равновесие компенсационной системы наступает при  $\omega_d = \omega_{ИП}$ ,  $U_{md} = U_{mИП}$ ,  $\varphi_d - \varphi_{ИП} = \pi$ , где  $\omega_d$ ,  $U_{md}$ ,  $\varphi_d$  – параметры измеряемого напряжения (частота, амплитуда, начальная фаза);  $\omega_{ИП}$ ,  $U_{mИП}$ ,  $\varphi_{ИП}$  – параметры компенсирующего напряжения ( $U_{ОС1}$ ). Условие  $\omega_d = \omega_{ИП}$  выполняется автоматически, т. к. и датчик, и потенциометр питаются от одной и той же сети. Требование  $\varphi_d - \varphi_{ИП} = \pi$  удовлетворяется соответствующим расчетом параметров датчика и компенсирующего потенциометра и противофазным включением этих элементов в схему. Таким образом, процесс компенсации переменного напряжения сводится к компенсации амплитуды напряжения (рис. 2.43).

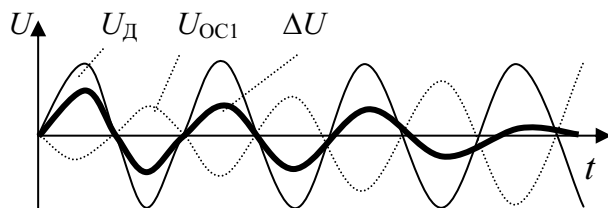


Рис. 2.43. Схема компенсации  
сигнала датчика  $U_d$  сигналом  
обратной связи  $U_{ОС1}$

В идеальном случае после окончания переходного процесса сигнал  $\Delta U$  на входе нуль-усилителя станет равным нулю, и стрелка отсчетного устройства ОУ установится на отметке, соответствующей напряжению датчика. Однако в реальных условиях полной компенсации входного сигнала в установившемся режиме не происходит. Статическая погрешность складывается из погрешности, обусловленной наличием зоны нечувствительности, несовершенством изготовления и другими моментами.

Наряду со статической погрешностью одной из основных характеристик автокомпенсационных приборов является динамическая ошибка, определяемая их быстродействием. Быстродействие прибора компенсационного типа измеряется обычно временем отклонения стрелки прибора от нижнего до верхнего предела измерения. Опытным путем установлено, что для контроля параметров процесса бурения достаточным

является быстроедействие в пределах трех секунд. При этом колебания с частотой 15 Гц практически не пропускаются прибором.

Другой важной динамической характеристикой автокомпенсационных приборов является качество переходного процесса. Для обеспечения устойчивости и хороших динамических качеств автокомпенсаторов применяются специальные меры, наибольшее распространение из которых получило введение гибкой отрицательной обратной связи по скорости вращения реверсивного двигателя. Наиболее широко применяемым способом введения такой обратной связи в автокомпенсаторах является использование тахогенератора ТГ, кинематически связанного с исполнительным двигателем (РД) и включенного своей выходной цепью в измерительную цепь автокомпенсатора таким образом, что сигнал обратной связи  $U_{OC2}$  при работе двигателя уменьшает сигнал разбаланса. При определенной глубине обратной связи, согласованной с инерционностью нагруженного двигателя автокомпенсатора, остановка двигателя происходит в положении компенсатора, при котором компенсационное напряжение точно уравнивает входное напряжение ( $U_d = U_{OC1}$ ).

#### **2.2.4.2. Регистрирующие приборы**

С целью сохранения информации для последующего ее анализа к буровой аппаратуре может быть подключен самописец для регистрации параметров процесса, или он конструктивно включен в состав аппаратуры и является ее неотъемлемой частью. Самописец, снабженный отсчетным приспособлением, выполняет функции и показывающего прибора.

Основными узлами самописца являются: узел преобразования сигнала в пропорциональный сигнал записи, регистрирующий орган, носитель информации и приспособление для его равномерного перемещения (счетчик времени). Информация на носитель может наноситься механическим способом, путем воздействия электрического и магнитного полей, световых лучей, радиоактивного и теплового излучений, химическим воздействием. В качестве носителя информации в буровой контрольно-измерительной аппаратуре чаще всего используется бумажная диаграммная лента (1–6 дорожек, т. е. запись 1–6 параметров) и бумажный диаграммный диск.

В применяемых в буровой практике самописцах наиболее часто используются механические способы регистрации, а из них – чернильный, дающий непрерывную линию записи, и печатный – запись в виде точек. Если в первом случае имеет место трение перописца о носитель информации, что вносит дополнительную погрешность в измерения, то во втором случае данный нежелательный эффект отсутствует.



Показания регистрирующего прибора фиксируются в функции времени или другой величины (например, диаметр скважины, зенитный угол в функции глубины скважины). Для развертки контролируемого процесса (параметра) во времени носителю информации сообщается поступательное (используются барабаны, лентопротяжные механизмы) или круговое (используются диски) движение. Равномерность хода (отсчет времени) ленты или диска обеспечивается синхронным электрическим микродвигателем или механическим пружинным часового типа двигателем. Скорость протяжки ленты с помощью редуктора со сменными шестернями может быть установлена в пределах 20, 60, 180, 600, 1800, 5400 мм/ч. Скорость вращения барабана и диска в буровых самописцах – 1 об/сут.

В последние годы в нашей стране и за рубежом внедряется компьютеризация бурового процесса с использованием микроЭВМ. В этом случае сигналы датчиков через накопитель (или без него) на гибких магнитных дисках вводятся в ЭВМ. При использовании специальных программ обработки сигналов датчиков на экран дисплея может быть выведена информация по ряду параметров в виде гистограмм и графиков. Первичная информация на накопителе при необходимости сохраняется для дальнейшего использования.

### ***2.2.5. Электромагнитные реле***

Реле – это слаботочные аппараты, коммутирующие цепи, ток в которых обычно не превышает 5 А. Замыкание или размыкание контактов происходит за счет энергии управляющего воздействия. По характеру этого воздействия различают реле:

- электрические, реагирующие на силу электрического тока (или напряжения) в управляющей цепи;
- механические, реагирующие на давление или перемещение;
- тепловые, реагирующие на температуру и др.

Ниже рассматриваются электрические (электромагнитные) реле, широко применяемые в аппаратуре, системах автоматики и телемеханики и выполняющие различные функции.

Основой электромагнитных реле является электромагнит – преобразователь электрической энергии в механическое усилие и перемещение якоря.

По роду тока электромагнитные реле подразделяются на реле постоянного и переменного тока. Электромагнитные реле постоянного тока подразделяются на реле нейтральные и поляризованные. Нейтральные реле притягивают якорь при любой полярности тока в обмотке.

В поляризованных реле направление усилия, действующего на якорь, зависит от полярности тока в обмотке.

По конструктивному исполнению реле подразделяются на реле с якорем клапанного типа, с втяжным и поворотным якорем.

Рассмотрим простую схему реле с якорем клапанного типа. Основными частями реле (рис. 2.44) являются обмотка 1, магнитопровод (ярмо 2, сердечник 3 и якорь 4) и контактная система 6–7–8. При обесточенной обмотке якорь максимально удален от сердечника за счет действия возвратной пружины 5 и контактных пружин подвижных контактов 7. При подаче напряжения на обмотку якорь 4 притягивается к сердечнику 3 электромагнитным усилием, замыкая разомкнутые контакты 7–8 и размыкая замкнутые 6–7. В схемах состояние контактов показывается при обесточенном реле.

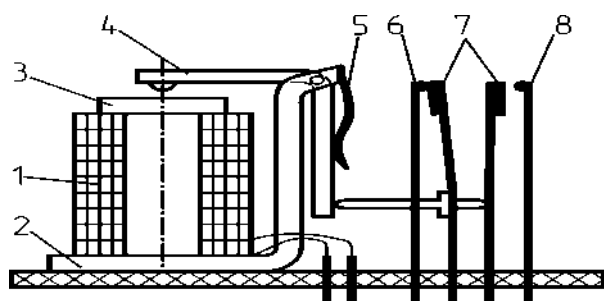


Рис. 2.44. Реле клапанного типа

Реле характеризуется чувствительностью, определяемой минимальной мощностью, напряжением или током, необходимыми для срабатывания реле. К параметрам реле также относятся: время срабатывания  $t_{\text{сраб}}$  и время отпускания  $t_{\text{отп}}$ , коммутируемая мощность, максимальная частота срабатывания реле, износоустойчивость.

$$t_{\text{сраб}} = t_{\text{тр}} + t_{\text{дв}}, \quad (2.27)$$

где  $t_{\text{тр}}$  – промежуток времени, в течение которого ток в обмотке реле нарастает от нуля до тока срабатывания;  $t_{\text{дв}}$  – время движения якоря при его перемещении из нормального состояния в притянутое.

Время отпускания  $t_{\text{отп}}$  состоит из двух аналогичных составляющих.

Реле по временным параметрам можно разделить на нормальные ( $t_{\text{сраб}} \approx 30 \dots 50$  мс), быстродействующие ( $t_{\text{сраб}}$  порядка нескольких миллисекунд) и реле времени ( $t_{\text{сраб}}$  от десятых долей секунды до минут).

По величине коммутируемой мощности различают реле малой мощности (до 50 Вт постоянного или 120 В·А переменного тока), промежуточные (до 150 Вт постоянного или 500 В·А переменного тока) и силовые реле – контакторы (500 Вт и выше).

## 2.2.6. Усилители

### 2.2.6.1. Релейный усилитель

На реле могут быть построены многокаскадные усилители мощности (рис. 2.45). Слабый сигнал датчика  $U_d$  управляет работой высокочувствительного реле 1Р, которое управляет работой более мощного реле 2Р, и то, в свою очередь, управляет работой силовым реле – контактором 3Р, включающим нагрузку  $R_H$ .

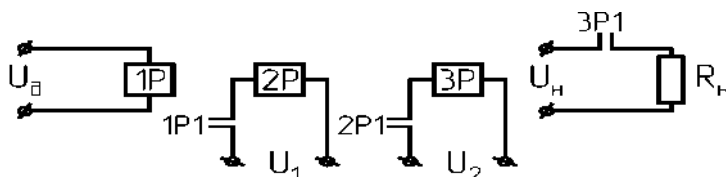


Рис. 2.45. Трехкаскадный релейный усилитель мощности

### 2.2.6.2. Магнитный усилитель

Магнитные усилители (МУ) в силу своих многочисленных достоинств получили широкое применение. Они обладают высокой надежностью, практически не нуждаются в уходе, срок их службы определяется сроком службы изоляции провода. Магнитные усилители обеспечивают значительное усиление сигнала по мощности. Высокая механическая прочность и виброустойчивость магнитных усилителей позволяют использовать их при тяжелых условиях эксплуатации, какими являются условия эксплуатации буровой контрольно-измерительной аппаратуры и буровых регуляторов. Магнитный усилитель используется в электрических схемах измерительной аппаратуры и буровых регуляторов (маломощные усилители), использовался магнитный усилитель и в экспериментальном силовом приводе бурового станка ЗИФ-300 (мощный усилитель). На магнитных усилителях строятся и бесконтактные магнитные реле (БМР).

Магнитный усилитель является наиболее распространенным видом электромагнитных устройств аналогового типа.

В литературе магнитные усилители могут обозначаться по-разному (рис. 2.46).

Конструктивно магнитный усилитель представляет собой две катушки со своими сердечниками (рис. 2.43, а). На каждую катушку наматываются так называемые рабочие обмотки  $W_{p1}$ ,  $W_{p2}$ , после чего катушки состыковываются и поверх рабочих обмоток наматываются обмотки управления  $W_y$  (их может быть несколько). В зависимости от выполняемых функций они называются: обмотка управления, обмотка обратной связи (положительной  $W_{пос}$ , отрицательной  $W_{оос}$ ), обмотка смещения  $W_{см}$ , за-

дающая обмотка  $W_{\text{зад}}$ . Рабочие обмотки могут соединяться параллельно и последовательно. Нагрузка включается последовательно с рабочими обмотками непосредственно ( $Z_{\text{н}}$ , переменный рабочий ток  $\sim I_{\text{р}}$ ) или через выпрямитель ( $R_{\text{н}} = I_{\text{р}}$  – постоянный рабочий ток, или ток нагрузки  $I_{\text{н}}$ ).

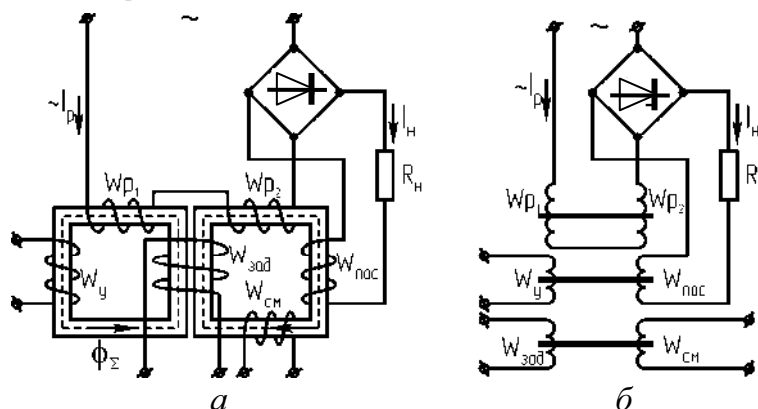


Рис. 2.46. Схемы одного и того же магнитного усилителя

Путем изменения тока (магнитного потока) в обмотке управления можно управлять током в нагрузке.

На рис. 2.47 представлены характеристики магнитного усилителя.

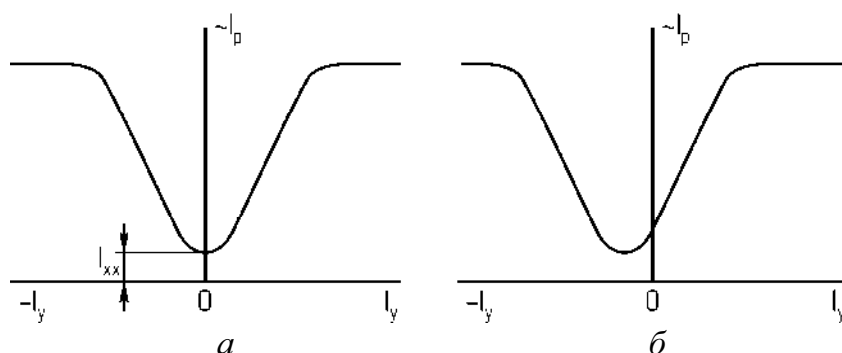


Рис. 2.47. Характеристики магнитного усилителя  $I_{\text{р}} = f(I_{\text{у}})$ :  
а – симметричная характеристика; б – характеристика со смещением

Магнитный усилитель может выполнять роль сумматора сигналов через посредство суммарного (алгебраической суммы) магнитного потока  $\Phi_{\Sigma}$ , создаваемого токами (сигналами) в обмотках управления. И такой вариант суммирования сигналов используется в схемах буровых регуляторов ( $W_{\text{зад}}$  – задающий сигнал,  $W_{\text{у1}}$ ,  $W_{\text{у2}}$  и т. д. – сигналы обратной связи).

### 2.2.6.3. Электромашинный усилитель

Электромашинные усилители (ЭМУ) – это специальные электрические генераторы, величина выходной мощности которых регулируется путем изменения мощности управления (возбуждения), которая во много раз меньше выходной мощности.

Конструктивно ЭМУ часто выполняются в одном корпусе с приводным электродвигателем.

По роду тока усилители подразделяются на ЭМУ постоянного и переменного тока; по числу ступеней усиления – на одно-, двух- и трехступенчатые; по направлению потока возбуждения выходной ступени – на ЭМУ продольного и поперечного поля. У ЭМУ продольного поля направление рабочего магнитного потока возбуждения совпадает с продольной осью машины (вдоль полюсов). У ЭМУ поперечного поля направление рабочего потока возбуждения совпадает с поперечной осью машины.

Самыми распространенными ЭМУ являются электромашинные усилители постоянного тока с поперечным полем (рис. 2.48), в которых используются магнитный поток обмотки возбуждения и магнитный поток, создаваемый током обмотки якоря (двухступенчатый усилитель). Цепь якоря ЭМУ может быть разделена на две части – продольную и поперечную – благодаря наличию на коллекторе двух пар щеток, установленных одна относительно другой под углом  $90^\circ$  и располагающихся на продольной ( $A-B$ ) и поперечной ( $a-b$ ) осях машины, причем поперечные щетки замкнуты накоротко перемычкой.

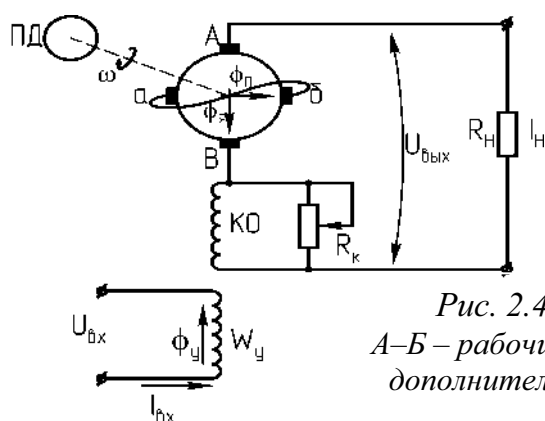


Рис. 2.48. Схема ЭМУ с поперечным полем:  
 $A-B$  – рабочие щетки;  $a-b$  – короткозамкнутые щетки  
 дополнительной обмотки (на чертеже не показана);  
 ПД – приводной двигатель

Входным сигналом ЭМУ является напряжение  $U_{вх}$ , подаваемое на управляющую обмотку  $W_y$  (обмотку возбуждения) генератора, выходным сигналом – напряжение, снимаемое с якоря генератора  $U_{вых}$ .

При подаче на управляющую обмотку  $W_y$ , ось которой совпадает с продольной осью машины, управляющего сигнала  $U_{вх}$  в машине создается небольшой продольный поток  $\Phi_y$ , пронизывающий витки обмотки якоря, вращающегося с высокой постоянной скоростью  $\omega$  от приводного двигателя ПД. Поэтому в якорной обмотке индуцируется ЭДС  $E_1$ , снимаемая щетками  $a$  и  $b$ . Но т. к. поперечная якорная цепь замкнута накоротко, то даже при небольшой ЭДС  $E_1$  в этой цепи возникает значительный ток, измеряемый амперами, тогда как ток в обмотке управления не превышает нескольких десятков миллиампер. Поэтому магнит-

ный поток  $\Phi_{\text{п}}$ , создаваемый поперечной цепью якорной обмотки и совпадающий по направлению с поперечной осью машины, во много раз превышает управляющий поток  $\Phi_{\text{у}}$ .

Основными параметрами ЭМУ являются коэффициенты усиления: по току

$$k_{yI} = \frac{I_{\text{ВЫХ}}}{I_{\text{ВХ}}}, \quad (2.28)$$

по напряжению

$$k_{yU} = \frac{U_{\text{ВЫХ}}}{U_{\text{ВХ}}}, \quad (2.29)$$

по мощности

$$k_{yP} = \frac{P_{\text{ВЫХ}}}{P_{\text{ВХ}}}, \quad (2.30)$$

где  $I_{\text{ВЫХ}}$ ,  $U_{\text{ВЫХ}}$ ,  $P_{\text{ВЫХ}}$  – ток (ток нагрузки  $I_{\text{н}}$ ), напряжение и мощность на выходе ЭМУ;  $I_{\text{ВХ}}$ ,  $U_{\text{ВХ}}$ ,  $P_{\text{ВХ}}$  – ток, напряжение и мощность на входе ЭМУ.

Коэффициент усиления по мощности, часто обозначаемый  $k_y$ , определяется:

$$k_y = \frac{U_{\text{ВЫХ}} \cdot I_{\text{ВЫХ}}}{U_{\text{ВХ}} \cdot I_{\text{ВХ}}} = k_{yU} \cdot k_{yI}. \quad (2.31)$$

При работе машины ток якоря (ток нагрузки  $I_{\text{н}}$ ) создает поток продольной реакции якоря  $\Phi_{\text{я}}$ , направленный против управляющего потока  $\Phi_{\text{у}}$ . Величина потока  $\Phi_{\text{я}}$  во много раз больше потока управления и нейтрализует его влияние, размагничивая машину. Поэтому последовательно с якорной обмоткой ставится компенсационная обмотка КО. Создаваемый компенсационной обмоткой магнитный поток направлен противоположно потоку продольной реакции  $\Phi_{\text{я}}$ . При полной взаимной компенсации потоков ЭМУ будет работать в нормальном, так называемом скомпенсированном режиме.

### 2.3. Электрические исполнительные двигатели и механизмы

Исполнительные механизмы (ИМ) предназначены для перемещения регулирующего органа под воздействием сигнала от управляющего устройства.

По виду потребляемой энергии исполнительные механизмы подразделяются на электрические, пневматические и гидравлические. Наиболее часто применяются электрические ИМ.

Электрические ИМ по принципу действия подразделяются на электромагнитные и электродвигательные.

Электромагнитные ИМ используют электромагниты тянущего и толкающего типа.

Электродвигательные исполнительные механизмы выпускаются как однооборотные, применяемые для приводов заслонок, кранов, и многооборотные, применяемые для управления запорными регулирующими органами – вентилями, задвижками.

В автоматических системах широко применяются управляемые электрические двигатели небольшой мощности, с помощью которых производится преобразование электрического сигнала в механическое перемещение – вращение вала. Такие электрические двигатели называются исполнительными.

От качества исполнительных двигателей во многом зависит качество работы всей автоматической системы. Поэтому к исполнительным двигателям предъявляются повышенные требования: отсутствие самохода, широкий диапазон скорости вращения, линейность регулировочных и механических характеристик, устойчивость работы во всем диапазоне скоростей двигательного режима, большой пусковой момент, малая мощность управления, быстродействие, надежность в работе, малые габариты и вес.

### ***2.3.1. Исполнительные электрические двигатели***

В качестве исполнительных двигателей широко используются двигатели постоянного тока с независимым возбуждением или возбуждением от постоянных магнитов и двухфазные асинхронные двигатели переменного тока.

Почти все исполнительные двигатели имеют две обмотки: обмотку возбуждения и обмотку управления. На обмотку управления сигнал подается тогда, когда необходимо вращение вала. От величины (или фазы) сигнала управления зависит скорость вращения и вращающий момент исполнительного двигателя.

#### ***2.3.1.1. Исполнительные электрические двигатели постоянного тока***

В качестве исполнительных двигателей постоянного тока используются чаще двигатели с независимым возбуждением, при этом в качестве обмотки управления используется либо обмотка якоря – двигатели с якорным управлением (рис. 2.49, а), либо обмотка полюсов – двигатели с полюсным управлением (рис. 2.49, б).

У исполнительных двигателей с якорным управлением обмотка возбуждения подключается к сети с постоянным напряжением  $U_v$  на все время работы автоматического устройства, а на обмотку управления (якорную обмотку) подается сигнал  $U_y$ , когда необходимо вращение вала двигателя. При изменении полярности напряжения управления меняется направление вращения вала двигателя.

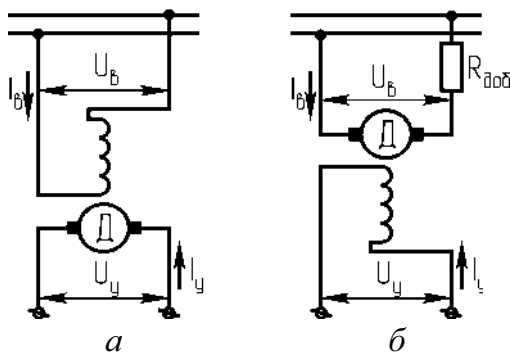


Рис. 2.49. Схемы включения исполнительных двигателей постоянного тока:  
а – якорное управление;  
б – полюсное управление

К исполнительным двигателям постоянного тока с якорным управлением относятся и двигатели с постоянными магнитами (вместо полюсной обмотки возбуждения). По своим рабочим и регулировочным свойствам эти двигатели практически не отличаются от обычных двигателей с якорным управлением.

К недостаткам двигателей с постоянными магнитами следует отнести старение магнитов, которое особенно интенсивно при работе в условиях тряски и вибраций.

У исполнительных двигателей с полюсным управлением обмоткой управления является обмотка полюсов, а обмоткой возбуждения – обмотка якоря (рис. 2.49, б). Якорь двигателя постоянно подключен к сети с напряжением  $U_B = \text{const}$ . Для ограничения тока последовательно с якорем включается добавочное балластное сопротивление  $R_{\text{доб}}$ . На обмотку полюсов сигнал управления  $U_y$  подается тогда, когда необходимо вызвать вращение вала двигателя. Малая мощность управления представляет большое их преимущество перед двигателями с якорным управлением. Ценным качеством двигателей постоянного тока с полюсным управлением является и независимость максимума механической мощности от напряжения управления.

### 2.3.1.2. Реверсивные исполнительные электрические двигатели переменного тока

Реверсивные электродвигатели используются в электронных автоматических мостах и потенциометрах для осуществления следающего уравнивания измерительной схемы и перемещения указателя прибора.

Реверсивные двигатели типов РД-09 и Д32 (рис. 2.50) являются асинхронными управляемыми конденсаторными двигателями с короткозамкнутым ротором и встроенным редуктором.

Статор электродвигателя Д32 состоит из двух обмоток, каждая из которых имеет две пары явно выраженных полюсов. После установки в корпусе статор представляет собой замкнутое кольцо из катушек.



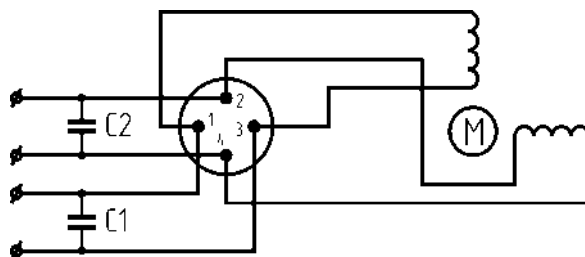


Рис. 2.50. Схема включения реверсивного двигателя типа Д32

Обмотки управления и возбуждения имеют по четыре катушки, каждая из которых соединена последовательно. Исключение составляют двигатели с обмоткой управления на 36 и 12 В. В двигателях на 36 В все четыре катушки обмотки управления соединены параллельно, в двигателях на 12 В – соединены параллельно по две группы катушек обмотки управления. Концы обмоток выведены на клеммную колодку.

Обмотка возбуждения включается в сеть через фазосдвигающий конденсатор  $C1$ , а обмотка управления – к выходу усилителя прибора. Реверсирование двигателя происходит при изменении фазы напряжения, подаваемого на обмотку управления.

Электродвигатель типа РД-09 по устройству и принципу действия аналогичен электродвигателю Д32.

Основные технические характеристики двигателей приведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Тип двигателя	Напряжение питания, В		Частота вращения выходного вала при холостом ходе, об/мин	Передаточное отношение редуктора
	цепи обмотки возбуждения	цепи обмотки управления		
Д32-П1	127	12	27 81	1 : 45 1 : 45
Д32-П2	127	36	27 81	1 : 45 1 : 45
Д32	127	127	27 81	1 : 45 1 : 15
РД-09	127	127	185	1 : 6,25
			76	1 : 15,62
			30	1 : 39,06
			15,5	1 : 76,56
			8,7	1 : 137
			4,4	1 : 268
			2,5	1 : 478
			1,75	1 : 670

## 2.3.2. Тяговые электромагниты и электромагнитные муфты

### 2.3.2.1. Тяговые электромагниты

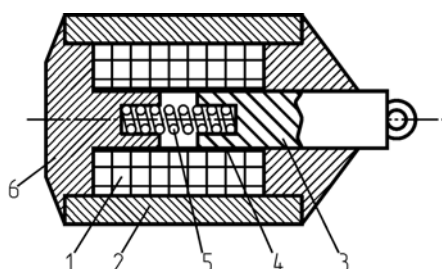


Рис. 2.51. Схема электромагнита броневого типа

Электромагниты чаще выполняются броневого типа (рис. 2.51).

Обмотка 1 защищена корпусом (броней) 2, выполняющим одновременно роль ярма электромагнита. Якорь 3 помещен внутри латунной трубки 4. В обесточенном состоянии якорь 3 отводится возвратной пружиной 5 в крайнее правое положение.

При подаче напряжения на обмотку якорь притягивается к сердечнику 6, приводя в движение связанное с ним устройство. Время срабатывания электромагнитов, как правило, 20...100 мс.

### 2.3.2.2. Электромагнитные муфты

В системах автоматики электромагнитные муфты применяются для электрического управления передачей крутящего момента от одного вала к другому.

По характеру передачи крутящего момента электромагнитные муфты подразделяются на фрикционные (момент передается за счет механического трения) и порошковые (момент передается за счет сил магнитного притяжения крупинок электромагнитного порошка).

На рис. 2.52 показаны некоторые схемы фрикционной и порошковой муфт.

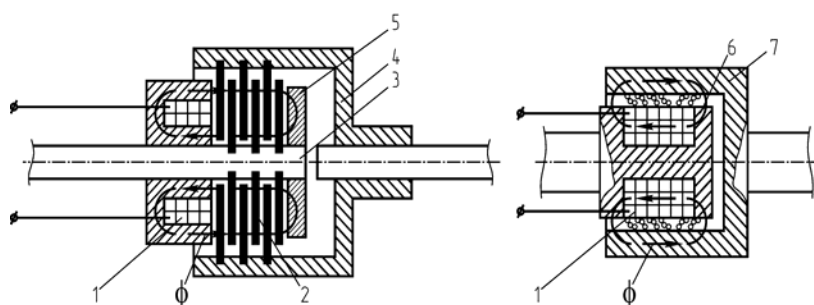


Рис. 2.52. Электромагнитные муфты:

а — фрикционная муфта; б — порошковая муфта; 1 — обмотка;  
2 — стальные диски; 3 — ведущий вал; 4 — корпус ведомой части муфты;  
5 — якорь; 6 — цилиндр; 7 — стакан

В дисковой муфте (рис. 2.52, *а*) при подаче напряжения на обмотку 1 якорь 5 сжимает диски 2 и силой трения передается вращающий момент от ведущего вала 3 на ведомый через корпус 4.

В порошковых муфтах (рис. 2.52, *б*) зазор между цилиндром 6 и стаканом 7 заполнен смесью порошка железа (зерна размером 2...8 мкм) и смазывающего вещества (тальк, графит, масло). При подаче напряжения на обмотку частицы железа намагничиваются и образуют цепочки элементарных магнитов, которые создают тангенциальное усилие и передают крутящий момент от одной половины муфты 6 к другой 7.

### Контрольные вопросы

1. Функции элементов автоматики.
2. Общая характеристика элементов автоматики и контрольно-измерительной аппаратуры – коэффициент преобразования.
3. Средства электрических измерений.
4. Структурная схема электроизмерительного прибора.
5. Системы электроизмерительных приборов.
6. Электроизмерительные приборы магнитоэлектрической системы: схема устройства, принцип работы, уравнение прибора. Расширение пределов измерения тока и напряжения.
7. Электроизмерительные приборы электромагнитной системы: схема устройства, принцип работы, уравнение прибора.
8. Измерительный трансформатор тока: схема включения, коэффициент трансформации.
9. Погрешности электроизмерительных приборов: абсолютная, относительная, основная, предел допускаемой основной погрешности, дополнительная погрешность. Классы точности электроизмерительных приборов.
10. Пояснить работу полупроводникового выпрямительного диода.
11. Пояснить вольтамперную характеристику стабилитрона.
12. Пояснить работу сглаживающего емкостного фильтра.
13. Пояснить работу триггера с эмиттерной связью в схеме аппаратуры ОМ-40.
14. Дать определение датчика и преобразователя.
15. Классификация преобразователей и датчиков.
16. Структурная схема датчика. Назначение каждого преобразователя.
17. Индуктивные датчики: привести примеры (схемы), пояснить принцип действия; достоинства, недостатки индуктивных датчиков.

18. Индукционные датчики: привести примеры (схемы), пояснить принцип действия; достоинства, недостатки индукционных датчиков.
19. Магнитоупругие датчики: привести примеры (схемы), пояснить принцип действия; достоинства, недостатки магнитоупругих датчиков.
20. Потенциометрические датчики: пояснить принцип действия.
21. Импульсные преобразователи: привести пример (схему), пояснить принцип действия; достоинства, недостатки импульсных датчиков.
22. Сельсины: привести схемы и принцип работы сельсинной пары в индикаторном и трансформаторном режимах.
23. Автокомпенсатор переменного тока: условия компенсации сигнала переменного тока; структурная схема автокомпенсатора, звенья автокомпенсатора и их работа.
24. Регистрирующие приборы: основные узлы самописца и их назначение, виды носителей информации.
25. Электромагнитные реле: классификация, привести пример и пояснить работу реле.
26. Релейный усилитель: привести схему и пояснить работу.
27. Магнитный усилитель (МУ): привести схему и пояснить работу МУ.
28. Электромашинный усилитель (ЭМУ): привести схему ЭМУ с поперечным полем и пояснить работу.
29. Исполнительные электрические двигатели постоянного тока: назначение, схемы включения.
30. Исполнительные электрические двигатели переменного тока: назначение, схема включения.

### **Список литературы**

1. Агейкин П.И. и др. Датчики систем автоматического контроля и регулирования. – М.: Машгиз, 1959. – 579 с.
2. Алексеев О.В., Китаев В.Е., Шихин А.Я. Электротехнические устройства: учебник для вузов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 336 с.
3. Барласов Б.З., Ильин В.И. Наладка приборов и средств автоматизации. – М.: Высшая школа, 1985. – 304 с.
4. Брускин Д.Э., Зорохович А.Е., Хвостов В.С. Электрические машины и микромашины. – М.: Высшая школа, 1971. – 432 с.
5. Васильев А.С. Основы метрологии и технические измерения: учеб. пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1988. – 240 с.
6. Данилов И.А., Иванов П.М. Общая электротехника с основами электроники. – М.: Высшая школа, 2000. – 752 с.
7. Кацман М.М., Юферов Ф.М. Электрические машины автоматических систем. – М.: Высшая школа, 1969. – 328 с.

8. Миловзоров В.П. Электромагнитные устройства автоматики: учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1974. – 416 с.
9. Овчаренко В.М., Брацлавский И.А. Основы автоматизации производства и контрольно-измерительные приборы. – М.: Недра, 1974. – 240 с.
10. Основные термины в области метрологии: словарь-справочник / М.Ф. Юдин, М.Н. Селиванов, О.Ф. Тищенко, А.И. Скороходов; под ред. Ю.В. Тарбеева. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 113 с.
11. Стародуб К.Я., Михайлов Н.Н. Синхронные передачи и следящие системы. – М.: Машиностроение, 1971. – 280 с.
12. Туричин А.А. и др. Электрические измерения неэлектрических величин. – Л.: Энергия, 1975. – 576 с.
13. Храменков В.Г. Контроль и автоматизация технологических процессов при бурении геологоразведочных, нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004, 2008.
14. Храменков В.Г. Контрольно-измерительная аппаратура в бурении геологоразведочных скважин: учебное пособие. – Изд-во ТПУ, 2006. – 223 с.
15. Шамшев Ф.А., Шелковников И.Г. Автоматизация и механизация производственных процессов при бурении геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1982. – 236 с.
16. Электрические измерения: учебник для вузов / Л.И. Байда, Н.С. Добротворский, Е.М. Душин и др.; под ред. А.В. Фремке и Е.М. Душина. – 5-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергия, 1980. – 392 с.
17. Электротехника и электроника: учеб. пособие для вузов / В.В. Кононенко, В.И. Мешкович, В.В. Муханов, В.Ф. Планидин, П.М. Чеголин; под ред. В.В. Кононенко. – 5 изд. – Ростов н/Д: Феникс, 2008. – 778 с.

---

---

### **3. БУРОВАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ АППАРАТУРА ПЕРВОГО И ВТОРОГО КЛАССА**

К основным контролируемым параметрам бурения скважин относятся: вес инструмента и нагрузка на долото, крутящий момент на роторе, момент на ключе, частота вращения ротора, механическая скорость бурения, давление нагнетания бурового раствора, уровень бурового раствора в емкостях, расход бурового раствора на входе в скважину и выходе из нее, плотность, температура бурового раствора.

#### **3.1. Буровой технологический комплекс (БТК)**

Эффективность бурения скважин существенно зависит от полноты и достоверности результатов контроля технологических параметров режима бурения, цементирования скважин, показателей свойств буровых и тампонажных растворов, исходных материалов и др.

Без полной и достоверной информации невозможно ведение технологических процессов при бурении скважин в оптимальных режимах, обеспечивающих высокие технико-экономические показатели. Использование недостоверной информации о технологических параметрах может привести к осложнениям и авариям при бурении скважин.

При решении задач проектирования последующих скважин используется опыт бурения скважин в соответствующем регионе.

Значение достоверности результатов контроля неуклонно возрастает в связи с ростом глубин бурения скважин, повышением ответственности за правильное принятие решений по управлению технологическими процессами при бурении скважин.

Контрольно-измерительные приборы, используемые при бурении скважин, по назначению могут быть разделены:

- на средства наземного контроля режимно-технологических параметров бурения скважин;
- аппаратуру контроля забойных параметров;
- аппаратуру контроля показателей свойств бурового и тампонажного растворов;
- информационно-измерительные системы.

Наиболее важной является аппаратура для контроля работы породоразрушающего инструмента. И здесь основная трудность в разработке аппаратуры состоит в том, что забойные параметры вынуждены

определять косвенным путем с помощью поверхностной аппаратуры. Осложнения в скважине приводят к большим ошибкам.

С помощью поверхностной аппаратуры в принципе измеряется реакция узлов буровой установки на силовую загрузку долота – при бурении, узлы буровой установки испытывают нагрузку и при спуско-подъемных операциях. Для рассмотрения характера реакции узлов буровой установки, принципов построения буровой контрольно-измерительной аппаратуры, ее классификации вводим понятие «буровой технологический комплекс» (БТК). Понятие БТК относится и к бурению геологоразведочных скважин, и к бурению скважин на нефть и газ.

Буровой технологический комплекс (БТК), как цех, ограничивается размерами буровой площадки, включает буровой комплекс и скважину с их многообразием рабочих процессов и операций и исследовательских работ.

При сооружении скважин в зависимости от целей рассмотрения в БТК можно выделить простые и сложные объекты контроля. Скважина при ее бурении, как объект контроля, входит составной частью в более сложный объект контроля, но при проведении ряда работ и исследований может представлять собой и самостоятельный объект контроля.

На рис. 3.1 приведена структурная схема БТК для бурения геологоразведочных скважин и скважин на нефть и газ, включающая технологические звенья: привод, редуктор, шпиндельный и роторный вращатель с системой подачи инструмента (в конкретном случае бурения скважин используется один из типов названных вращателей), буровой насос с гидравлической отстойной системой, трубооборот, систему «буровой вал – скважина», забойную машину; звено «долото – забой» является заключительным звеном в структурной схеме; компрессор, пневмоударник, винтовой двигатель могут быть представлены соответственно как насос, гидроударник, турбобур.

На схеме показаны основные типы вращателей и основные системы подачи инструмента. При применении конкретного бурового агрегата, привода и забойной машины, при конкретной реализации того или иного способа удаления продуктов разрушения на схеме можно выделить конкретную цепь передачи силовых воздействий и путь образования режимных параметров.

Структурная схема БТК дает картину передачи сигналов (воздействий), приложения и съема сигналов, подсказывает способы косвенного определения многих параметров. Показ выходных сигналов дает представление о месте съема сигнала (ТСС), дает информацию для анализа вариантов решения вопроса, подсказывает возможные принципы работы аппаратуры (главным образом датчиков).

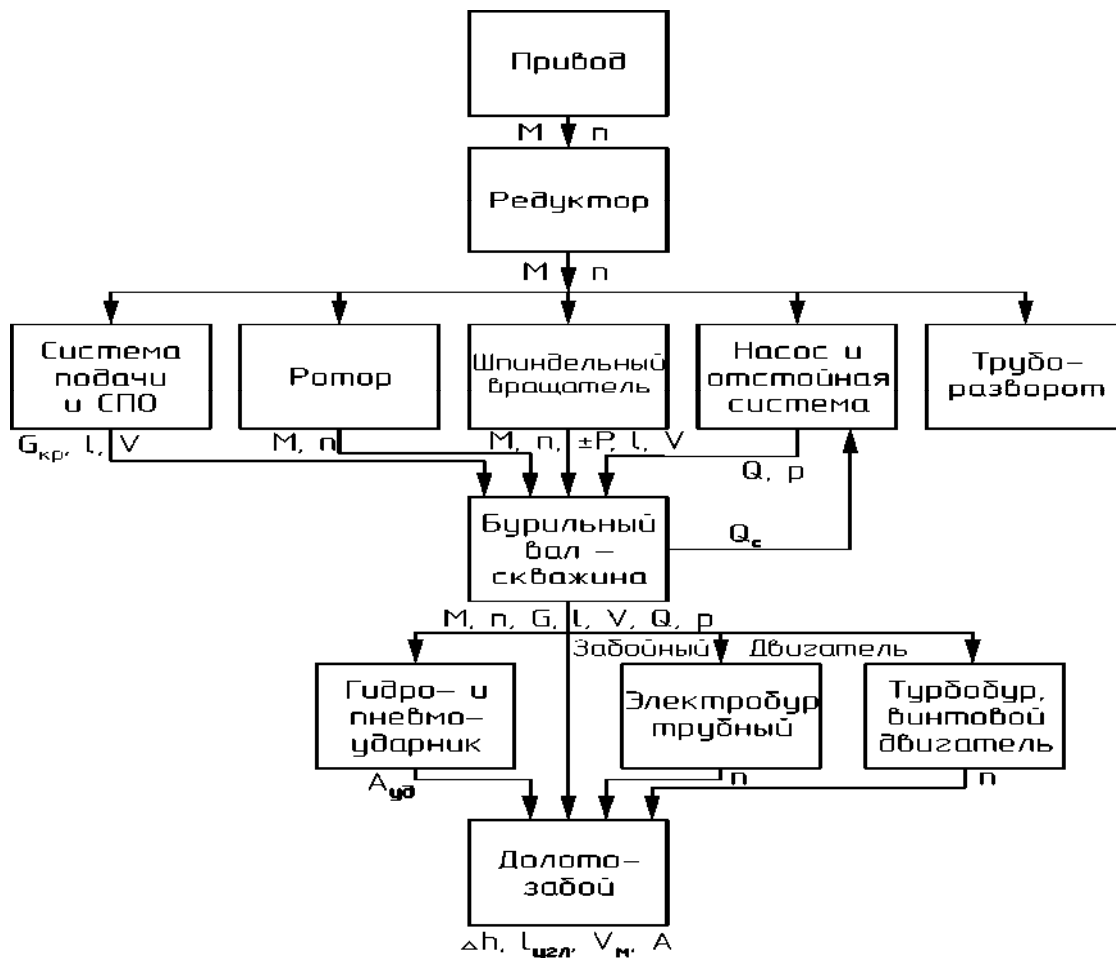


Рис. 3.1. Структурная схема БТК

В структурной схеме БТК приняты следующие обозначения и записи.

1. Входные и выходные воздействия, передаваемые по цепи «привод–долото–забой», показаны входными и выходными стрелками соответственно сверху и снизу звена.

2. Выходные параметры звеньев показаны снизу звена. Они дают информацию о месте съема сигнала и его связи с другими параметрами.

3. На схеме параметры внутри каждого звена обозначены буквами в основном без индексов. При чтении схемы буквенным обозначениям следует придавать индексацию в соответствии с рассматриваемым звеном.

4. На схеме БТК приняты буквенные обозначения параметров:

$M$  – момент;  $M_B, M_H, M_D$  – момент, приложенный соответственно к верху, к низу бурильного вала, к долоту;

$P$  – сила, усилие;  $P_B$  – дополнительное усилие ( $-P_B$  – разгрузка;  $+P_B$  – дополнительная нагрузка), приложенное к верху бурильного вала;

$G$  – вес;  $G_{кр}$  – вес снаряда, усилие на крюке талевой системы;  $G_{сн}$  – вес снаряда в условиях скважины;  $G_{ос}$  – осевая нагрузка за вычетом веса забойной буровой машины;



$Q$  – расход жидкости, воздуха в единицу времени, дебит, интенсивность промывки, продувки;  $Q_{\text{П}}$  – полная производительность насоса;  $Q_{\text{И}}$  – избыточная часть;  $Q_{\text{С}}$  – количество жидкости в единицу времени, выходящей из скважины;  $Q_{\text{В}}$ ,  $Q_{\text{Н}}$  – расход жидкости в единицу времени соответственно в верхней и нижней части бурильного вала;

$p$  – давление;  $p_{\text{В}}$ ,  $p_{\text{Н}}$ ,  $p_{\text{Д}}$  – давление жидкости (газа) соответственно в верхней, нижней части бурильного вала и над долотом;

$l$  – перемещение, длина, ход, подача;  $l_{\text{В}}$ ,  $l_{\text{Н}}$  – подача соответственно верха и низа бурильного вала;  $l_{\text{У}}$  – углубка;  $l_{\text{У}} = l_{\text{Н}}$ ;  $l_{\text{Р}}$  – рейсовая углубка;

$v$  – линейная и окружная скорость;  $v_{\text{В}}$ ,  $v_{\text{Н}}$  – соответственно скорость подачи верха и низа бурильного вала;  $v_{\text{М}}$  – механическая скорость бурения,  $v_{\text{М}} = v_{\text{Н}}$ ;  $v_{\text{Р}}$  – рейсовая скорость бурения;  $v_{\text{П}}$ ,  $v_{\text{С}}$  – соответственно скорость подъема и спуска инструмента;

$n$  – частота оборотов в минуту;  $n_{\text{В}}$ ,  $n_{\text{Н}}$  – частота оборотов соответственно верха и низа бурового вала;  $n_{\text{Д}}$  – частота оборотов ПРИ;

$A_{\text{УД}}$  – энергия ударов.

Структурная схема БТК раскрывает пути и принципы классификации буровой контрольно-измерительной аппаратуры.

### **3.2. Классификация буровой контрольно-измерительной аппаратуры, условия эксплуатации и требования к аппаратуре**

Многообразие решаемых при сооружении скважин задач, многообразие процессов и операций, частая невозможность прямым путем измерять технологические параметры объясняют большое многообразие буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА) и определяют ее классификацию не по одному, а ряду признаков. Основные классификации БКИА:

- по функционально-технологическому признаку;
- способам измерения и контроля;
- способу отображения информации;
- виду унифицированного сигнала датчика.

Возможно подразделение аппаратуры и по другим признакам: по числу измеряемых параметров, по способу передачи информации на расстояние, по месту постановки датчика, по исполнению и др.

Аппаратура градуируется в размерностях основного параметра и чаще всего получает название по этому параметру, например, измеритель веса снаряда и осевой нагрузки, расходомер бурового раствора и т. п. Специальная аппаратура, предназначенная для специальных целей, получает название, соответствующее этой цели.

### 3.2.1. Классификация БКИА по функционально-технологическому признаку

По функционально-технологическому признаку (это основная классификация) БКИА может быть объединена в пять классов (табл. 3.1).

**1-й класс аппаратуры:** аппаратура для контроля технологических параметров процессов, оборудования, машин, механизмов, инструмента, скважин, агента для удаления продуктов разрушения. С помощью данной аппаратуры контролируется режим работы, силовая загрузка, техническое состояние, параметры оборудования, инструмента и т. д., участвующих в процессах. В классе технологической аппаратуры важнейшими являются семь основных групп.

1. Аппаратура для контроля режима работы породоразрушающего инструмента (технологических параметров процесса бурения): измерители осевой нагрузки, частоты оборотов (буровые тахометры), аппаратура для контроля режима промывки (измерители расхода и давления), измерители крутящего момента.

Таблица 3.1

*Классификация БКИА по функционально-технологическому признаку*

БКИА				
Классы				
1-й	2-й	3-й	4-й	5-й
Аппаратура для контроля технологических параметров	Аппаратура для контроля технико-экономических показателей	Комплексная аппаратура (пульты)	Аппаратура для определения параметров и свойств материалов	Аппаратура по ТБ и охране труда

2. Аппаратура для контроля работы привода (электродвигателей, двигателей внутреннего сгорания): приборы для контроля напряжения питания электродвигателей, приборы для контроля загрузки электродвигателей по току и др.; аппаратура для измерения момента на валу привода, частоты оборотов и др.

3. Аппаратура для контроля силовой загрузки и состояния бурового оборудования и инструмента: измерители крутящего момента на валах силовой передачи станка, насоса, компрессора; измерители усилий, давлений и напряжений в узлах и деталях бурового агрегата и инструмента; аппаратура для контроля технического состояния буровых труб (толщиномеры, индикаторы износа, дефектоскопы); аппаратура для контроля загрузки талевого каната (счетчики работы талевого каната, измерители усилий); аппаратура для контроля износа вооруженности и состояния породоразрушающего инструмента.

4. Аппаратура для контроля работы забойных буровых машин.
5. Аппаратура и устройства для контроля работы скважинных специальных снарядов и инструмента.
6. Аппаратура для контроля спуско-подъемных операций: измерители скорости и высоты подъема элеватора, счетчики количества поднятых свечей, измерители глубины спуска и подъема инструмента и др.
7. Аппаратура для контроля геометрических параметров скважины (инклинометры, каверномеры, глубиномеры) и параметров процессов при проведении специальных работ и исследований в скважине: аппаратура для проведения исследований по статике и динамике подземных вод, для контроля параметров процесса откачки (скважинные расходомеры, уровнемеры, манометры, термометры и др.); аппаратура для контроля процессов крепления скважин; аппаратура для определения и исследования аварийных ситуаций в скважине.

**2-й класс аппаратуры:** аппаратура для контроля технико-экономических показателей (ТЭП) процесса бурения скважин, контроля эффективности процесса бурения – измерители углубки за отрезок времени, рейсовой углубки, проходки на ПРИ; измерители механической и рейсовой скорости бурения, аппаратура для контроля затрат времени на технологические процессы и операции; электросчетчики, счетчики расхода топлива, воды, раствора, реагентов.

**3-й класс аппаратуры:** комплексная аппаратура, включающая измерители из первого и второго класса, конструктивно оформленная в виде единого контрольно-измерительного пульта с рядом показывающих приборов, блока питания и органов управления и отдельных датчиков на контролируемые параметры.

**4-й класс аппаратуры:** аппаратура для определения свойств материалов, жидкостей, реагентов, участвующих в осуществлении технологических процессов (аппаратура для определения свойств горных пород, параметров промывочных жидкостей, цементных, тампонажных растворов и др.).

**5-й класс аппаратуры:** аппаратура для контроля параметров и показателей, характеризующих состояние техники безопасности и охраны труда при выполнении работ по сооружению скважин.

### **3.2.2. Классификация БКИА по способам измерения и контроля**

По способам измерения и контроля буровая аппаратура может быть объединена в три основные группы.

1. Аппаратура, использующая способы прямого измерения и контроля параметров, которые непосредственно характеризуют технологический процесс или состояние: механическая сила и напряжение, расход

промывочной жидкости, давление, температура, частота оборотов, момент, уровень, угол, толщина, электрическое напряжение и ток, перемещение и другие параметры, отображающие физическую природу измеряемых величин.

2. Аппаратура, использующая способы косвенного измерения и контроля параметров процесса или состояния по одному или нескольким другим параметрам, функционально связанным с искомой величиной.

3. Аппаратура, использующая экстраполирование (прогнозирование) по одному или нескольким параметрам.

### **3.2.3. Классификация БКИА по способу отображения информации**

На рис. 3.2. представлена классификация БКИА по способу отображения информации. Аппаратура объединена в три группы: аппаратура с индикацией, аппаратура с регистрацией результатов измерения или контроля технологических параметров и комбинированная аппаратура. Все три типа аппаратуры применяются в практике сооружения скважин.

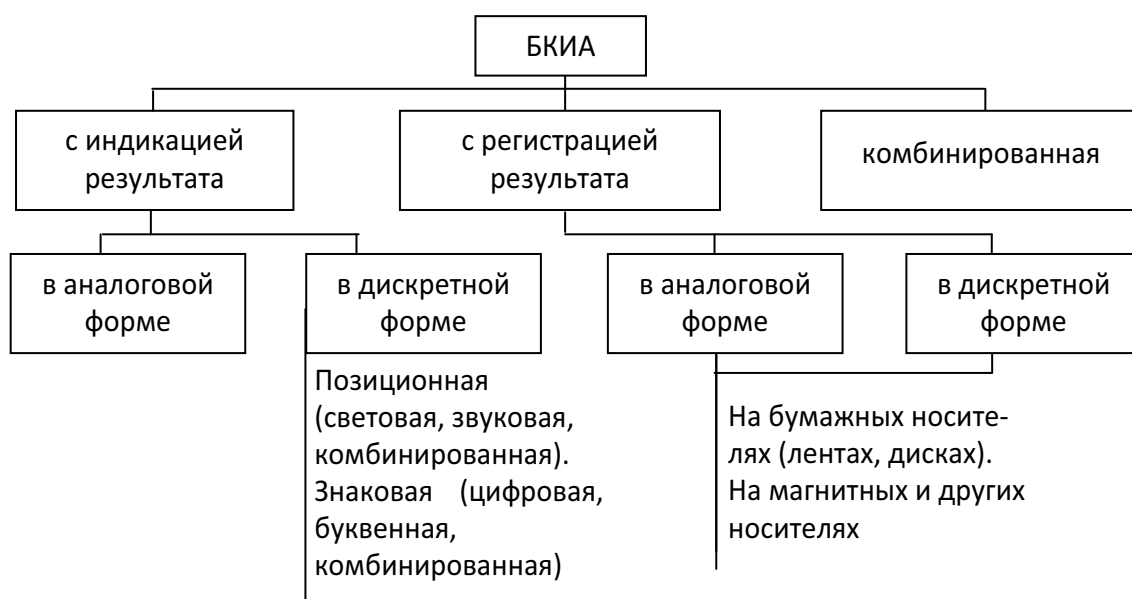


Рис. 3.2. Классификация БКИА по способу отображения информации

### **3.2.4. Классификация БКИА по виду унифицированного сигнала датчика**

В буровой контрольно-измерительной аппаратуре используются в основном четыре вида выходных сигналов датчика: аналоговые сигналы постоянного тока, аналоговые сигналы переменного тока, частотные и импульсные сигналы.

### **3.2.5. Классификация скважинной аппаратуры**

Скважинная аппаратура предназначена для измерения «скважинных» параметров как в процессе бурения скважины, так и после ее окончания.

В общем случае скважинная аппаратура включает скважинный датчик, канал связи и поверхностную приемную часть; обязательным является нахождение в скважине точки съема сигнала – ТСС (диаметр, уровень, порода, температура долота и др.).

В частном случае скважинная аппаратура может включать только датчик со скважинной точкой съема сигнала. В отдельных случаях скважинной может быть только ТСС, все остальные звенья аппаратуры находятся на поверхности, при этом связь датчика с поверхностной аппаратурой беспроводная.

Скважинная аппаратура может быть классифицирована по следующим признакам:

- по назначению (каверномеры, инклинометры, термометры и др.);
- числу измеряемых параметров;
- типу датчика;
- типу канала связи;
- виду предоставляемой информации;
- времени использования (в процессе бурения, требуется перерыв в бурении, после окончания скважины, в аварийных ситуациях);
- частоте использования (постоянно действующая, периодического действия, разовая, по мере необходимости);
- времени получения (считывания) информации;
- и др.: с накоплением информации, с возможностью обработки информации на ЭВМ, автономная, сигнальная, максимальная.

### **3.2.6. Условия эксплуатации и требования к БКИА**

Условия эксплуатации контрольно-измерительной аппаратуры в бурении скважин резко отличаются от условий эксплуатации ее в любой другой отрасли. При бурении скважин наиболее важными параметрами являются текущие параметры режима работы породоразрушающего инструмента, разбуриваемые породы и многие другие «глубинные» параметры, которые необходимо знать в процессе бурения. В практике распространена расположенная на поверхности аппаратура для контроля забойных параметров. Звено «буровой вал–скважина» вносит большие погрешности в измерения забойных параметров. При разработке аппа-

ратуры большой трудностью является определение места съема сигнала (определение точки съема сигнала – ТСС) и его преобразование, т. е. выбор датчика.

БКИА работает в условиях сильных вибраций, тряски, динамических нагрузок, резкой смены и большой разности температур, давления, больших колебаний напряжения питания и частоты электрического тока.

Специфическими являются не только условия эксплуатации буровой КИА, но и ее обслуживание, надзор за работой аппаратуры.

Общие требования к аппаратуре общепромышленного применения относятся и к буровой КИА: высокая надежность, простота устройства и эксплуатации, точность, минимальная стоимость. При бурении скважин особое значение приобретают такие требования, как высокая надежность и простота устройства.

Эксплуатация буровой КИА требует обеспечения следующих условий: устойчивость к воздействию внешних факторов (воды, бурового раствора, масел, вибраций); возможность монтажа на серийно изготавливаемое буровое оборудование без внесения в него конструктивных изменений. Показания аппаратуры во всем диапазоне измерений не должны содержать ошибки, превышающие допустимые.

Специфичность БКИА привела к необходимости в выработке самостоятельных требований к основным параметрам приборов. Наземная буровая контрольно-измерительная аппаратура должна удовлетворительно работать при следующих условиях эксплуатации:

- температура окружающей среды, °С:
  - для датчиков и указателей ..... –30...+50
  - для регистраторов ..... –5...+50
- колебания параметров источников питания в процентах от номинальной величины:
  - напряжение ..... ±20
  - частота ..... ±2
- вибрации, м/с<sup>2</sup>:
  - для датчиков и указателей ..... 15
  - для регистраторов (в диапазоне частот от 5 до 80 Гц) ..... 5
- исполнение аппаратуры:
  - датчиков и указателей..... пыле- и брызгозащитное
  - регистраторов .....пылезащитное

Применяемые элементы в аппаратуре должны гарантировать взрывобезопасность.

### 3.3. Аппаратура для контроля параметров процесса бурения

Средства контроля параметров бурения скважин можно разделить по видам измерений:

- на силоизмерительные (вес инструмента, крутящий момент на роторе, крутящий момент на машинном ключе);
- контроля давления (давления нагнетания бурового раствора), расхода (расход бурового раствора на входе в скважину и выходе из нее);
- перемещения (подача бурового инструмента, длина колонны, механическая скорость бурения, уровень бурового раствора в приемной емкости);
- тахометрические (частота вращения ротора).

Все средства измерений относятся к устройствам непрерывного действия.

Успех в сооружении скважин во многом определяется проведением процесса бурения на оптимальных режимах работы породоразрушающего инструмента. За критерий оптимальности часто принимается такой технико-экономический показатель, как механическая скорость бурения, зависящая от сочетания технологических параметров процесса (от режима работы ПРИ): осевой нагрузки, режима промывки, частоты оборотов, крутящего момента.

#### 3.3.1. Измерители веса снаряда и осевой нагрузки

Аппаратура для измерения осевой нагрузки на буровых установках применяется чаще, чем какая-либо другая БКИА. Это вызвано ее большим значением в задании рациональной осевой нагрузки и предотвращении аварий с буровым валом и ПРИ. Применение измерителей и индикаторов осевой нагрузки диктуется, кроме того, и условиями поддержания, если не максимально возможной, то оптимальной механической скорости бурения.

Задание осевой нагрузки всегда начинается со взвешивания бурового снаряда *в условиях скважины* (с вращением бурового снаряда, промывкой и опусканием со скоростью, примерно равной механической скорости бурения).

При подаче инструмента с лебедки осевая нагрузка определяется как

$$G_{OC} = G_{CH} - G_{KP}, \quad (3.1)$$

где  $G_{KP}$  – усилие на крюке в процессе бурения.

В процессе бурения поддержание осевой нагрузки на одном уровне или ее изменение (регулирование) производится путем стабилизации параметра  $G_{KP}$  или его соответствующего изменения тем или иным спо-

собою. Отсюда и появились названия: индикаторы, измерители и стабилизаторы веса снаряда.

При подаче инструмента с лебедки в качестве точек съема сигнала для датчиков аппаратуры для определения усилия на крюке  $G_{кр}$  и осевой нагрузки  $G_{ос}$  могут быть взяты реакции (усилия, крутящий момент, напряжения и др.) на усилие на крюке в элементах буровой установки (ходовая ветвь, рабочие струны, неподвижный конец каната талевой системы, талевый блок, опоры осей кронблока, оттяжные ролики, кронблочная рама, ноги мачты).

Таким образом, при анализе точек съема сигнала необходимо определять места приложения (или наличие) усилий, перемещений, напряжений, давлений, крутящих моментов, пропорциональных осевой нагрузке, в элементах буровой установки.

Наиболее распространенными в настоящее время являются измерители веса снаряда и осевой нагрузки, связанные с неподвижным концом каната талевой системы.

Датчики, связанные с неподвижным концом каната талевой системы, преобразуют растягивающее усилие в канате в пропорциональную силу растяжения или сжатия, в давление, в перемещение упругого элемента, в крутящий момент. Для измерителей характерна погрешность, вносимая самой талевой системой, и тем погрешность выше, чем меньше вес снаряда, т. е. и глубина скважины. Вторичные преобразователи вносят свои погрешности. С целью исключения погрешностей, вносимых талевой системой, встраивают датчики в опорную пятку крюка талевого блока, несмотря на такое неудобство, как подвижная проводная связь.

#### **3.3.1.1. Гидравлический индикатор веса ГИВ-6**

Гидравлический индикатор веса ГИВ-6 предназначен в *принципе только для индикации и регистрации усилия в неподвижном конце каната талевой системы (т. е. и усилия на крюке)* при бурении скважин, а по виду записи этого усилия, зная технологический процесс, судят о произведенных операциях во времени.

В практике бурения скважин применяются несколько разновидностей индикаторов (ГИВ, ГИВД, ГИВГ), но наибольшее распространение получил ГИВ-6. В зависимости от диаметра применяемого талевого каната и необходимого предела измерения ГИВ-6 выпускается трех модификаций, имеющих различную комплектацию (табл. 3.2).



Таблица 3.2

	Комплект	ГИВ-6-1	ГИВ-6-2	ГИВ-6-3
1	Трансформатор давления	+	+	+
2	Основной указатель	+	+	+
3	Верньерный указатель	+	нет	нет
4	Щит	+	+	+
5	Регистратор	+	+	нет
6	Пресс-бачок	+	+	+

На рис. 3.3 изображен полный комплект индикатора. Принципиальная схема работы индикатора показана на рис. 3.4. На неподвижном конце талевого каната трансформатор давления монтируется так, что канат оказывается преломленным между крайними роликами обоймы и средним опорным роликом, опирающимся на мембрану.

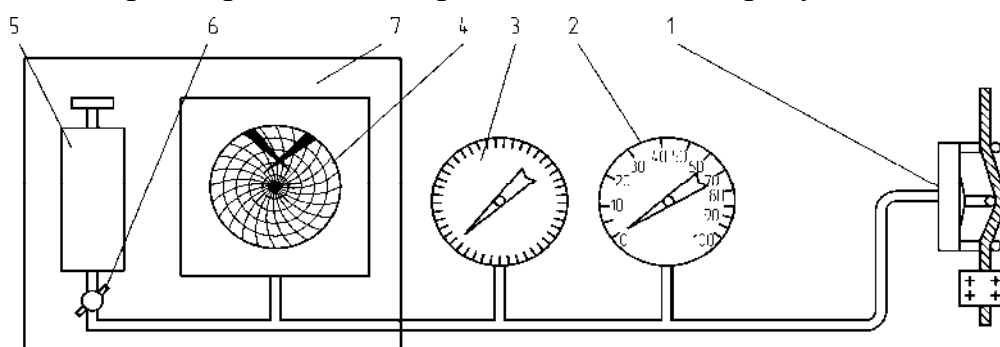


Рис. 3.3. Полный комплект индикатора ГИВ-6:

1 – трансформатор давления; 2 – основной указатель; 3 – верньерный указатель;  
4 – регистратор; 5 – пресс-бачок; 6 – вентиль; 7 – щит

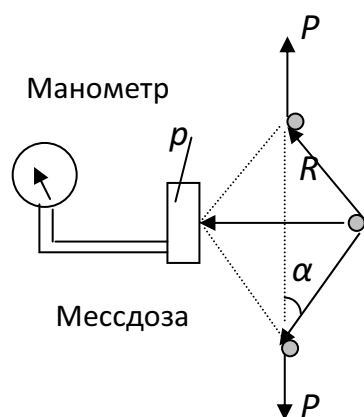


Рис. 3.4. Принципиальная схема работы индикатора ГИВ-6

Под действием нагрузки на крюк неподвижный конец каната испытывает растягивающее усилие  $P$ . Благодаря преломлению каната под углом  $\alpha$  возникает сила  $R$ , действующая на мембрану:

$$R = 2P \sin \alpha. \quad (3.2)$$

С другой стороны,

$$R = pF, \quad (3.3)$$

где  $p$  – давление жидкости в мессдозе в кгс/см<sup>2</sup>;  $F$  – опорная поверхность мембраны, см<sup>2</sup>.

Приравнявая выражения (3.4) и (3.5), находим:

$$p = (2P \cdot \sin \alpha) / F. \quad (3.4)$$

Таким образом, давление жидкости находится в прямой зависимости от натяжения неподвижного конца талевого каната. Ввиду малого значения угла  $\alpha$  сила  $R$  составляет только 10–15 % от усилия в канате  $P$ . Из выражения (3.4) усилие  $P$  в неподвижном конце талевого каната:

$$P = \frac{pF}{2 \sin \alpha}. \quad (3.5)$$

Нагрузка на крюк  $Q_{кр}$ :

$$Q_{кр} = \frac{2mP}{\eta}, \quad (3.6)$$

где  $m$  – число роликов талевого блока;  $\eta$  – КПД талевой системы.

Подставив из выражения (3.5) значение  $P$  в формулу (3.6), получим:

$$Q_{кр} = \frac{mPF}{\eta \cdot \sin \alpha}. \quad (3.7)$$

При определенной конструкции мессдозы и талевой системы, имеющей данный КПД, можно записать:

$$Q_{кр} = C \cdot p, \quad (3.8)$$

где коэффициент пропорциональности  $C = \frac{mF}{\eta \cdot \sin \alpha}$ .

То есть о нагрузке на крюке можно судить по отсчетам значений  $p$  на манометре.

Выражением (3.5) не учтены жесткость каната и силы трения, которые при больших диаметрах каната приводят к нелинейной зависимости между  $p$  и  $P$ . Кроме того, практическая нелинейность характеристики определяется изменением угла преломления каната  $\alpha$  при изменении силы  $P$  за счет упругих деформаций мембраны.

Для пользования индикатором веса необходима тарировочная кривая, выражающая зависимость между показаниями прибора и величиной натяжения преломленного каната.

В табл. 3.3 приведена техническая характеристика ГИВ-6.

При выпуске с завода трансформаторы давления градуируются на канатах определенного диаметра. Зависимость показаний индикатора изменяется при изменении диаметра каната, поэтому при смене диаметра каната необходимо провести повторную тарировку. В принципе (при

острой необходимости) возможно при смене каната на больший диаметр с целью сохранения угла преломления каната поставить под обоймы крайних роликов шайбы толщиной, равной разности диаметров канатов. Повторную тарировку можно провести и по такой схеме: при спуске инструмента для фиксированных глубин (или количества свечей) взять отсчеты; для этих же глубин взять отсчеты при смене каната и сделать перерасчет.

Таблица 3.3

	Параметры	Значения параметров
1	Давление в гидравлической системе при максимальных натяжениях каната, кгс/см <sup>2</sup>	10,0 ± 0,1
2	Угол поворота стрелок при максимальном давлении, град.: для основного указателя для верньерного указателя	270 1800
3	Основная приведенная погрешность индикации при фиксированном положении трансформатора давления на канате в пределах от 10 до 100 % шкалы для моделей с трансформатором ТД-2А  ТД-4, ТД-5	±4 от верхн. предела измерения ±2,5 от верхн. предела измерения
4	Порог чувствительности в процентах от верхнего предела измерения	не более 0,3
5	Скорость вращения диаграммы регистратора, об/сут	1
6	Погрешность хода диаграммы, мин/сут	±3
7	Рабочий диапазон температуры, °С	–40...+50
8	Габариты, мм: регистратор (основной указатель) с арматурой основной указатель верньерный указатель трансформатор давления ТД-2А ТД-4 ТД-5	500 × 500 × 140 400 × 380 × 100 400 × 380 × 100 155 × 274 × 160 184 × 464 × 258 205 × 570 × 290

Значения верхних пределов измерения устанавливаются путем регулирования угла преломления каната при помощи прокладок, устанавливаемых под обоймы боковых и среднего роликов. Положение среднего ролика после регулировки фиксируется пломбой. Нижние пределы измерения во всех случаях устанавливаются при положении стрелки основного указателя на 10-м делении; натяжение каната при этом соответ-

ствуется весу талевого блока и крюка. При разных весах талевого блока и крюка до 10-го деления стрелка доводится с помощью пресс-бачка.

При температуре окружающей среды от  $-40$  до  $+5$  °С самопишущий манометр МСТМ-410 должен быть утеплен. Изменение показаний приборов в процентах, вызываемое влиянием температуры окружающего воздуха, не должно превышать  $\Delta \pm (X \div 0,025 \cdot \Delta t)$  %, где  $X$  – половина величины основной погрешности;  $\Delta t$  – абсолютное значение разности температур:  $\Delta t = t_2 - t_1$ ;  $t_2$  – любое значение температур в рабочем диапазоне;  $t_1$  – температура при поверке прибора,  $t_1 = 20 \pm 5$  °С.

### Конструкция ГИВ-6

*Регистратор.* В ГИВ-6 в качестве регистратора применен самопишущий манометр типа МСТМ-410 с записью от центра к периферии. Чувствительным элементом манометра является трубчатая пружина на предел измерения  $10 \text{ кгс/см}^2$ ; цена деления диаграммы  $0,1 \text{ кгс/см}^2$ , класс точности – 1, завод часового механизма – на 8 сут.

*Пресс-бачок* служит для заполнения всей системы рабочей жидкостью.

*Основной указатель* смонтирован в литом корпусе. В корпусе смонтирована трубчатая манометрическая пружина Бурдона, неподвижный конец которой впаян в держатель, а свободный закрыт наконечником, который тягой шарнирно связан с хвостовиком сектора трибосекторного механизма.

При повышении давления свободный конец пружины перемещается и через тягу поворачивает сектор, который, в свою очередь, заставляет поворачиваться ось, на конце которой укреплен стрелка прибора. Отсчет показаний производится по шкале, имеющей на дуге  $270^\circ$  100 равномерных делений, оцифрованных через каждые 10 делений.

*Верньерный указатель* предназначен для уточнения показаний индикатора веса при изменении нагрузки на долото и устроен аналогично основному. В отличие от основного верньерный указатель имеет 360-градусную шкалу с 40 неоцифрованными делениями. При нормальном давлении  $10 \text{ кгс/см}^2$  стрелка прибора поворачивается на  $1800^\circ$ . Таким образом, чувствительность его превышает чувствительность основного указателя примерно в 6,7 раза ( $1800^\circ / 270^\circ \approx 6,6$ ).

*Трансформаторы давления* ТД-2А, ТД-4, ТД-5. Конструктивно трансформаторы отличаются друг от друга незначительно (рис. 3.5).

Трансформатор давления ТД-2А состоит из корпуса 1, в приливах которого крепятся обоймы 2 и 3, несущие боковые ролики. В средней части корпуса расположена камера давления 4, перекрытая резиновой мембраной, прижатой к корпусу крышкой 5. На мембрану опирается

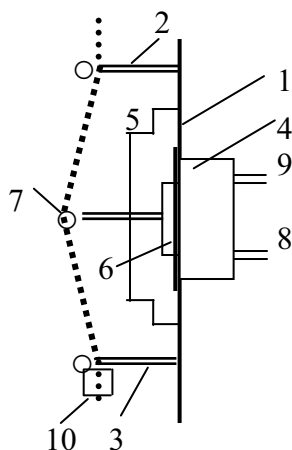


Рис. 3.5. Трансформатор давления

поплавок 6, несущий обойму 7 среднего ролика. Соединение трансформатора с гидравлической линией индикатора осуществляется дюритовым шлангом, присоединенным к штуцеру 8, расположенному в дне корпуса. Там же расположено отверстие для выпуска воздуха, заглушаемое пробкой 9. На канате трансформатор давления поддерживается зажимом 10.

Трансформатор предназначен для канатов диаметром от 15 до 19 мм и может быть отрегулирован на два предела измерения усилий натяжения каната: от 100 до 4000 и от 200 до 8000 кгс. Регулировка производится изменением угла преломления каната за счет установки прокладок под торцы обойм среднего и боковых роликов.

### Подготовка ГИВ-6 к эксплуатации

**Монтаж.** Трансформатор давления устанавливается на неподвижном конце талевого каната (опирается на поддерживающий зажим) на высоте, несколько большей, чем высота установки указателей. В месте установки трансформатора канат не должен иметь сплюсненности, обрывов проволоки и следов износа.

Перед монтажом освобождается крюк от инструмента и опускается на высоту 1–2 м над устьем скважины. Затем снимаются крайние ролики и заводится трансформатор на канат так, чтобы он опирался на средний ролик и проходил в вилках крайних обойм. После этого крайние ролики устанавливаются на место. Затем медным трубопроводом соединяются все приборы согласно схеме рис. 3.6. Трансформатор присоединяется к гидравлической линии дюритовым шлангом. Применение резиновых трубок в трубопроводе не допускается.

**Заполнение жидкостью и проверка герметичности системы.** Перед сдачей прибора в эксплуатацию гидравлическая система его заполняется жидкостью и проверяется на герметичность в следующем порядке:

- через пробку в крышке при крайнем верхнем положении поршня заливается пресс-бачок до поршня чистой пресной (желательно кипяченой) водой с 1%-м содержанием хромпика (для защиты от коррозии деталей гидравлической системы). В зимнее время вместо воды может быть залит водный раствор глицерина (1 часть глицерина и 1 часть воды), денатурированный этиловый спирт или раствор глицерина с денатурированным этиловым спиртом (1 часть глицерина и 3 части денатурированного этилового спирта);

- открывается пробка на трансформаторе давления;
- открывается запорный вентиль;
- вращением воротка пресс-бачка вправо прокачивается жидкость в систему до выделения ее из отверстия в трансформаторе давления;
- после выделения жидкости из трансформатора затягивается пробка и закачка продолжается (при постукивании по трубопроводу для облегчения удаления воздуха из системы) до тех пор, пока стрелка основного указателя не дойдет до 60-го деления; затем открывается пробка и сбрасывается давление. Эта операция повторяется несколько раз, пока не прекратится выделение пузырьков воздуха из трансформатора давления;
- слегка отвертывается гайка у регистратора и указателей, выпускается 1–2 см<sup>3</sup> жидкости и гайка затягивается;
- поднимается пресс-бачком давление в системе до 60-го деления, закрывается запорный вентиль, и система выдерживается при этом давлении в течение двух часов. Снижение давления при этом не допускается. Пробка слегка открывается, давление в системе снижается до 10-го деления, после чего пробка затягивается.

*Ввод в эксплуатацию.* Для ввода прибора в эксплуатацию необходимо:

- установить с помощью пресс-бачка перо регистратора на 10-м делении диаграммы;
- приподнять крюк над устьем скважины на высоту 10–15 м и снова опустить его; эту операцию проделать 2–3 раза, убедившись, что стрелка основного указателя и перо регистратора остаются на 10-м делении. При отклонении в систему закачивается (или выпускается) из трансформатора необходимое количество жидкости;
- завести часы регистратора, установить диаграмму по времени, наполнить перо чернилами.

### **Расшифровка записей индикаторной диаграммы**

Запись усилия на крюке ведется непрерывно на бумажном диске, приводимом во вращение часовым механизмом со скоростью 1 об/сут.

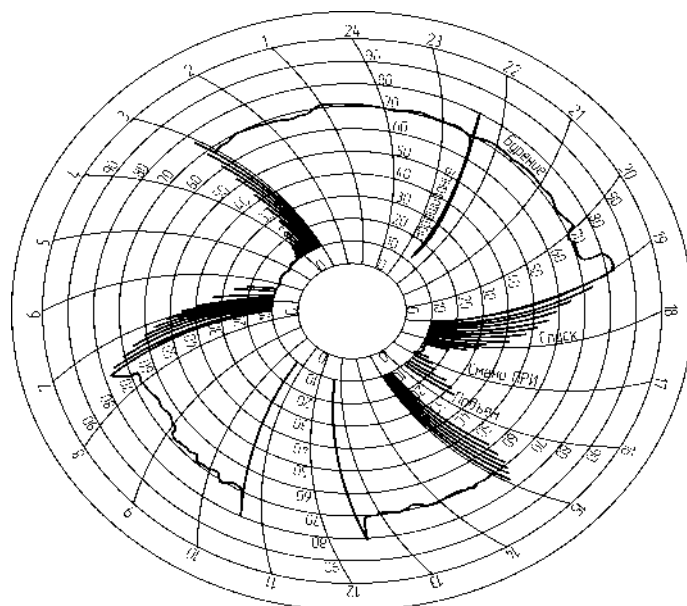
Бумажный диск диаметром 300 мм (возможны и другие размеры) имеет 100 концентрических окружностей с оцифровкой каждой 10-й окружности и 24 радиальные дуги, соответствующие часам в сутках (рис. 3.6). Часовые отрезки в свою очередь разделены на 4 части, каждая из которых составляет отрезок времени в 15 мин. Каждый 15-минутный отрезок визуально может быть разделен на 3–5 частей. Таким образом, запись показаний усилий на крюке во времени с диаграммы может быть считана с точностью 3–5 мин.

По требованию заказчика регистраторы выпускаются с записью от центра к периферии и наоборот. Распространение получили регистраторы первого варианта.

За начало отсчета принимается 10-я окружность (на основном указателе 10-е деление), что позволяет учесть вес талевого блока и крюка, а также обнаружить течь в гидравлической системе по падению давления ниже 10-й окружности (деления).

Если линия записи проходит параллельно одной из окружностей, это значит, что за данный отрезок времени усилие на крюке не изменилось. И если в это время велось бурение, то оно велось с постоянной осевой нагрузкой.

В процессе бурения осевая нагрузка изменяется бурильщиком в связи со сменой горных пород, или она может иметь небольшие колебания из-за неточности в регулировании подачи инструмента. Изменение осевой нагрузки происходит и в том случае, если меняются буримые породы, а подача инструмента остается прежней.



*Рис. 3.6. Пример суточной индикаторной диаграммы*

Спуск инструмента на диаграмме отражается рядом пиков, увеличивающихся по высоте и располагающихся примерно параллельно радиальным дугам. Количество пиков соответствует количеству опущенных свечей, а высота каждого пика – весу опущенного инструмента. Расстояние между точками начала и конца пика соответствует времени спуска свечи.

Графическое изображение подъема бурового инструмента на диаграмме имеет вид, обратный спуску, т. е. соответствует ряду пиков, уменьшающихся по высоте.

Если запись будет вестись по 10-й окружности диаграммы, это свидетельствует о том, что нагрузки на крюке нет: снаряд поднят (идет, например, смена долота), снаряд поставлен на клинья, идет бурение с осевой нагрузкой, равной весу снаряда и т. п. Без дополнительных записей бурильщика расшифровка диаграмм не всегда однозначна.

На рис. 3.6 приведен пример суточной диаграммы записи работы (усилия на крюке) буровой установки.

### **Определение веса инструмента, нагрузки на вышку и нагрузки на долото с использованием ГИВ-6-2**

В примерах использован ГИВ-6-2 с трансформатором давления ТД-2А, талевый канат  $\varnothing 15,5$  мм, оснастка талевой системы  $1 \times 2$  ( $m = 2$ ). В примерах не учитывается вес и КПД талевой системы, что, конечно, вносит погрешность в измерения, но эта погрешность в данном случае незначительная.

**Пример 1.** Определить вес бурового снаряда в условиях скважины  $G_{\text{СН}}$ , или что то же самое – усилие на крюке  $G_{\text{КР}}$ , если отсчет основного указателя при взвешивании снаряда 45 делений.

По паспорту 40-му делению соответствует (см. табл. 3.5) усилие в неподвижном конце талевого каната 1400 кгс, а 50-му – 1900 кгс. Средняя цена деления  $a$  в интервале между 40-м и 50-м делениями (т. е. между делениями, кратными десяти) составит:  $a = (1900 - 1400) / 10 = 50$  кгс, тогда 45 делениям соответствует усилие в неподвижном конце талевого каната  $1400 + 5 \cdot 50 = 1650$  кгс. Нагрузка на крюк  $G_{\text{КР}}$  в  $m$  раз больше усилия в неподвижном конце талевого каната:  $G_{\text{КР}} = Q_{\text{СН}} = 2 \cdot 1650 = 3300$  кгс.

**Пример 2.** Определить нагрузку на буровую вышку  $P_{\text{В}}$  при условиях примера 1:  $P_{\text{В}} = (m + 2) \cdot 1650 = 6600$  кгс.

**Пример 3.** Определение осевой нагрузки (нагрузки на долото). Для определения осевой нагрузки необходимо от числа делений  $n_{\text{В}}$ , соответствующих весу инструмента в условиях скважины, вычесть число делений при разгрузке  $n_{\text{Б}}$  (т. е. при бурении), полученную разность  $\Delta n$  умножить на число струн талевой оснастки  $m$  и среднюю цену деления  $a$  в данном интервале.

Отсчет по основному указателю составил: при взвешивании снаряда  $n_{\text{В}} = 60$  делений, при бурении  $n_{\text{Б}} = 51$  деление. Следовательно, величина осевой нагрузки в делениях составит  $\Delta n = n_{\text{В}} - n_{\text{Б}} = 60 - 51 = 9$  делений. По паспорту 60-му делению соответствует усилие в неподвижном конце талевого каната 2400 кгс, а 50-му – 1900 кгс. Средняя цена деления в этом интервале  $a = (2400 - 1900) / 10 = 50$  кгс. Величина осевой нагрузки составит  $G_{\text{ОС}} = (a \cdot m) \cdot n = (50 \cdot 2) \cdot 9 = 900$  кгс.



Если же осевая нагрузка задана в кгс, а необходимо определить соответствующие деления по прибору, то производят следующий пересчет. Пусть  $G_{OC} = 1200$  кгс, показания прибора при взвешивании бурового снаряда  $n_B = 65$  делений.

Средняя цена деления в интервале 70–60 делений  $a = (2850 - 2400) / 10 = 45$  кгс. При снижении отсчета с 65-го деления до 60-го будет набрана осевая нагрузка  $45 \cdot 2 \cdot 5 = 450$  кгс.

Средняя цена деления в интервале 60–50 делений  $a = (2400 - 1900) / 10 = 50$  кгс. Для набора еще  $(1200 - 450) = 750$  кгс осевой нагрузки необходимо снизить показания основного указателя на  $750 / (50 \cdot 2) = 7,5$  деления, тогда бурение должно вестись при  $n_B = 60 - 7,5 = 52,5$  деления.

Таблица 3.4

	Отсчет в делениях основного указателя	Пределы измерения 4 тс		
		усилие, кгс	погрешность	
			$\pm$ кгс	$\pm$ %
1	10	200	0	0
2	20	450	50	1,2
3	30	950	50	1,2
4	40	1400	100	2,5
5	50	1900	100	2,5
6	60	2400	100	2,5
7	70	2850	150	3,7
8	80	3350	150	3,7
9	90	3800	100	2,5
10	100	4300	0	0

### 3.3.1.2. Гидравлический индикатор веса ГИВ6-М2

Гидравлический индикатор веса ГИВ6-М2 предназначен для измерения и регистрации усилий натяжения неподвижного конца талевого каната при бурении и капитальном ремонте скважин.

В зависимости от назначения индикатор выпускается в семи модификациях, различающихся типом трансформатора давления и составом вторичных приборов:

ГИВ6-М2-1 – совмещенный указатель (с основной и верньерной шкалой), пресс-бачок, самопишущий манометр ДМ-2001, трансформатор ТД-300;

ГИВ6-М2-2 – совмещенный указатель (с основной и верньерной шкалой), пресс-бачок, манометр самопишущий ДМ-2001, трансформатор ТД-150;

ГИВ6-М2-3 – указатель с основной шкалой, пресс-бачок, самопишущий манометр ДМ-2001, трансформатор ТД-300;

ГИВ6-М2-4 – указатель с основной шкалой, пресс-бачок, манометр самопишущий ДМ-2001, трансформатор ТД-150;

ГИВ6-М2-5 – указатель с основной шкалой, пресс-бачок, трансформатор ТД-150;

ГИВ6-М2-6 – указатель с основной шкалой, указатель с верньерной шкалой, пресс-бачок, самопишущий манометр ДМ-2001, трансформатор ТД-300;

ГИВ6-М2-7 – указатель с основной шкалой, указатель с верньерной шкалой, пресс-бачок, манометр самопишущий ДМ-2001, трансформатор ТД-150.

Обозначения трансформаторов, диаметры канатов и диапазоны измерения усилий натяжения приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Трансформатор давления	Диаметр каната, мм	Максимальное усилие натяжения каната, кН
ТД-150	15, 19, 22	60, 80, 100, 125
ТД-300	22, 25, 28, 32, 35, 38	200, 250, 320

**Пример** обозначения при записи или заказе гидравлического индикатора веса модели ГИВ6-М2-1, максимальное усилие натяжения 200 кН, диаметр каната  $\varnothing$  25 мм: ГИВ-6-М2-1-200кН- $\varnothing$ 25 ТУ 25-7671.004-92.

#### *Техническая характеристика ГИВ6-М2*

Основная приведенная погрешность измерения усилий натяжения каната (в % от максимального усилия)

для индикаторов с трансформатором давления ..... ТД-150  $\pm$  4

для индикаторов с трансформатором давления ..... ТД-300  $\pm$  2,5

Дополнительная погрешность при отклонении

температуры от  $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$  на каждые  $10^\circ\text{C}$

(в % от максимального усилия) .....  $\pm 0,5$

Максимальное давление в гидравлической системе

индикатора, МПа ..... 1

Условия эксплуатации:

диапазон температур окружающего воздуха,  $^\circ\text{C}$  .....  $\pm 50$

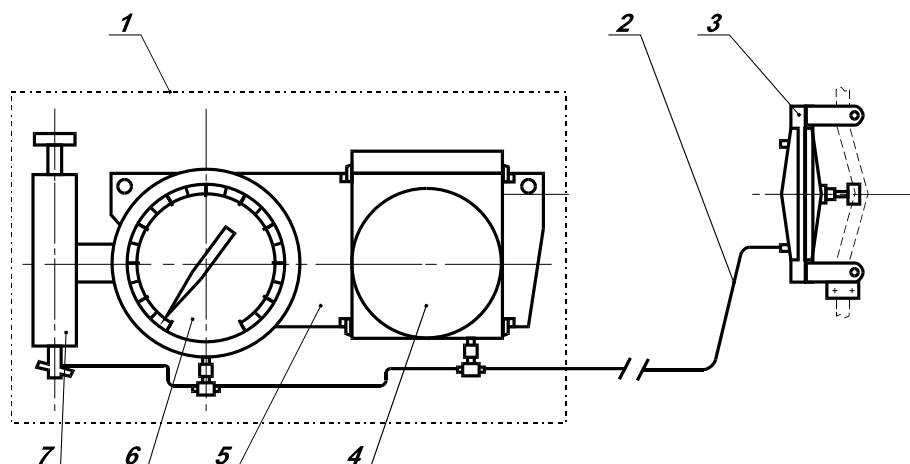
относительная влажность при температуре  $35^\circ\text{C}$ , % ..... до 80

*Примечание.* При эксплуатации индикаторов в диапазоне температур от минус 50 до минус  $10^\circ\text{C}$  самопишущий манометр должен быть утеплен.

Рабочая жидкость гидравлической системы индикатора – жидкости полиметилсилоксановые ПМС-5; ПМС-6; ПМС-10 ГОСТ 13032-77 или аналогичные по физическим свойствам.

### Устройство индикатора ГИВ6-М2

Индикатор (рис. 3.7, 3.8) состоит из трансформатора давления 3 и блока вторичных приборов 1, соединенных трубопроводом 2.

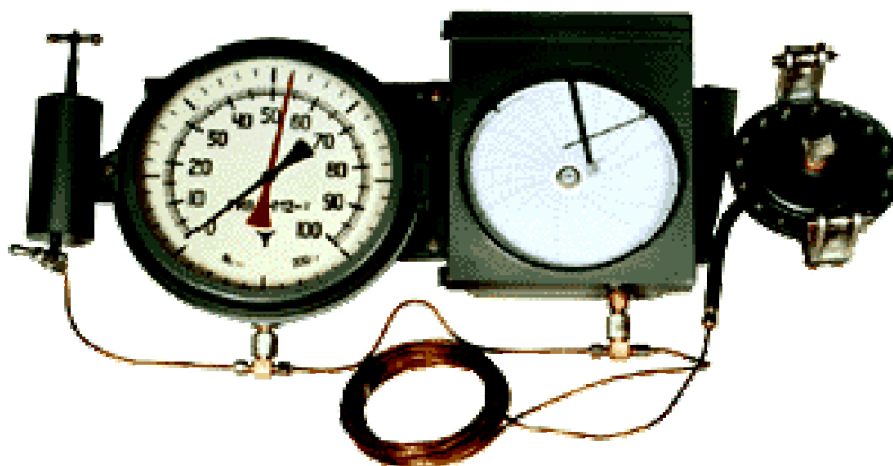


*Рис. 3.7. Гидравлический индикатор веса ГИВ6-М2:*

*1 – блок вторичных приборов; 2 – трубопровод соединительный;  
3 – трансформатор давления; 4 – манометр самопишущий; 5 – рама;  
6 – указатель; 7 – пресс-бачок*

В зависимости от модификации индикатора блок вторичных приборов, смонтированный на раме 5, включает:

- указатель 6 с основной и верньерной шкалой, пресс-бачок 7 и самопишущий манометр 4 типа ДМ-2001 с часовым приводом диаграммы;
- указатель с основной шкалой, пресс-бачок и самопишущий манометр;
- указатель с основной шкалой и пресс-бачок.



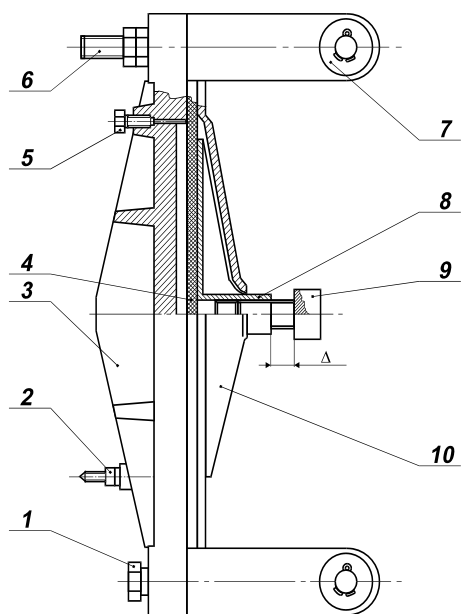
*Рис. 3.8. Гидравлический индикатор веса ГИВ6-М2 (фото)*

Трансформаторы давления (рис. 3.9) выпускаются двух типов, одинаковых по конструкции и различающихся эффективной площадью

мембраны и расстоянием между крайними опорами и, следовательно, размерами составных частей. Индикатор поставляется с трансформатором давления, отрегулированным на предел 250 кН и канат диаметром 32 мм, или трансформатором давления, отрегулированным на предел 100 кН и канат диаметром 22 мм.

На краях корпуса 3 крепятся крайние опоры, несущие ролики, обоймы 7, одна из которых – постоянно двумя болтами 1 с пружинными шайбами, другая, съемная, двумя шпильками 6 с гайками и контргайками. В средней части корпуса расположена камера, закрываемая гибкой плоской мембраной 4. Мембрана зажата на корпусе болтами М8 через крышку 10. На мембрану опирается поплавок 8, в котором на резьбе установлен упор 9, являющийся средней опорой. На цилиндрической поверхности поплавка нанесены три риски, совпадения средней риски с торцом крышки означает среднее положение мембраны в трансформаторе давления, две крайние – предельные положения (при выпуклой и вогнутой мембране). Положение упора в поплавке определяется величиной зазора между торцом поплавка и нижним торцом упора и фиксируется относительно крышки проволокой с пломбой.

В дне корпуса расположены два отверстия: одно – для выпуска воздуха, закрывается пробкой 5, в другом установлен штуцер 2, к которому подсоединяется соединительный трубопровод.



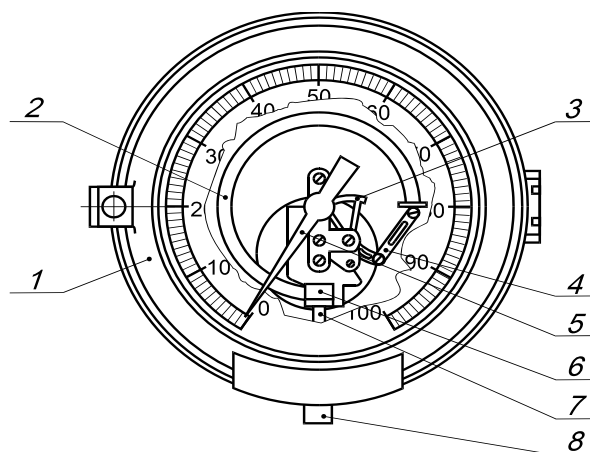
*Рис. 3.9. Трансформатор давления:*

- 1 – болт; 2 – штуцер; 3 – корпус;  
4 – мембрана; 5 – пробка;  
6 – шпилька; 7 – обойма;  
8 – поплавок; 9 – упор; 10 – крышка

Указатели (рис. 3.10) состоят из корпуса 1 с застекленной крышкой, установленной на корпусе на петле и закрываемой замком. На дне корпуса закреплен манометрический механизм.

Манометрический механизм указателя с основной шкалой состоит из трубчатой манометрической пружины, неподвижный конец которой

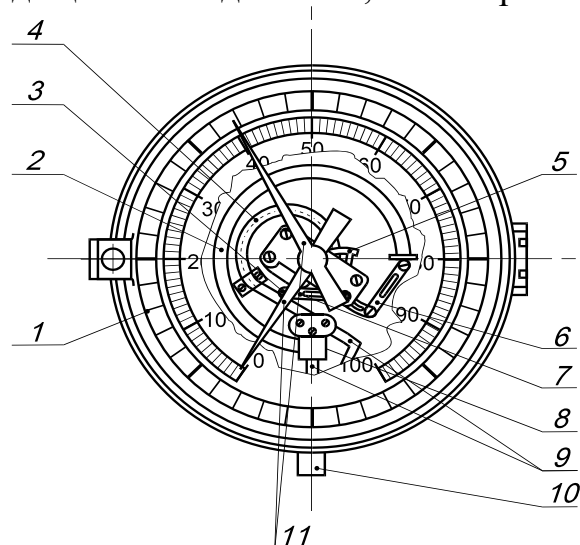
впаян в держатель 6, а свободный – тягой 4, регулируемой по длине, шарнирно соединен с сектором трибосекторного механизма 3. На конце трубки механизма крепится стрелка 5. Шкала, имеющая на дуге 270 градусов 100 равномерных делений, оцифрованных через каждые 10 делений, закреплена на корпусе указателя. Держатель трубопроводом 7 соединен с тройником 8, закрепленном на боковой поверхности корпуса.



*Рис.3.10. Указатель с основной шкалой:*

*1 – корпус; 2 – манометрическая пружина; 3 – трибосекторный механизм;  
4 – тяга; 5 – стрелка; 6 – держатель; 7 – трубопровод; 8 – тройник*

Манометрический механизм совмещенного указателя с основной и верньерной шкалой (рис. 3.11) состоит из двух совмещенных механизмов, конструктивно аналогичных механизму указателя с основной шкалой и отличающихся друг от друга размерами манометрических пружин и передаточным отношением трибосекторного механизма. Трибосекторный механизм совмещенного указателя имеет две трибки, находящиеся на одной оси, на которых закрепляются стрелки.

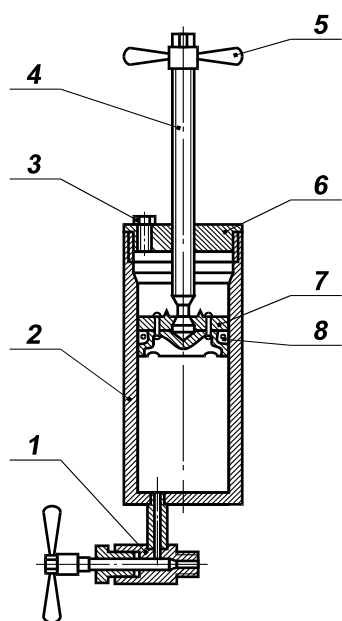


*Рис. 3.11. Совмещенный указатель с основной и верньерной шкалой:*

*1 – корпус; 2 – манометрическая пружина верньерного механизма;  
3 – основной трибосекторный механизм;  
4 – манометрическая пружина основного механизма; 5 – верньерный трибосекторный механизм;  
6 – тяги верньерного механизма;  
7 – тяги основного механизма;  
8 – держатель; 9 – трубопровод;  
10 – тройник; 11 – стрелки*

Шкала совмещенного указателя имеет 40 неоцифрованных равномерных делений верньерной шкалы и 100 равномерных делений основной шкалы. Угол поворота стрелки при максимальном давлении 1,0 МПа составляет для основной шкалы  $270^\circ$ , верньерной –  $1800^\circ$ .

Пресс-бачок (рис. 3.12) состоит из корпуса 2, в дно которого вварен запорный вентиль 1, и крышки 6, закрепленной на корпусе на резьбе. В центральном резьбовом отверстии крышки установлен винт 4 с воротком 5, шарнирно соединенный с поршнем 7, имеющим резиновое уплотняющее кольцо 8.



*Рис. 3.12. Пресс-бачок:*

*1 – запорный механизм; 2 – корпус; 3 – пробка;  
4 – винт; 5 – вороток; 6 – крышка; 7 – поршень;  
8 – кольцо*

Заполнение пресс-бачка производится через заливочное отверстие в крышке, закрываемое пробкой 3, при верхнем положении поршня.

#### **Подготовка к работе и монтаж индикатора**

Индикатор поставляется с трансформатором давления 5.235.021, отрегулированным на предел 250 кН и канат диаметром 32 мм, или трансформатором давления 5.135.023, отрегулированным на предел 100 кН и канат диаметром 22 мм.

При подготовке индикатора к работе необходимо выполнить следующее:

- заполнить гидравлическую систему рабочей жидкостью до полного удаления из нее воздуха;
- с помощью пресс-бачка установить мембрану трансформатора давления в среднее положение, которому соответствует совпадение средней риски поплавка с торцом крышки;
- предварительно установить упор (среднюю опору) трансформатора давления с зазором между торцом поплавка и нижним торцом упора;

Максимальное усилие натяжения каната, кН	Диаметр каната, мм	Зазор, мм
$60 \pm 5$	15	26
	19	22
	22	19
$80 \pm 5$	15	25
	19	21
	22	18
$100 \pm 5$	22	16
	25	13
$125 \pm 5$	22	14
	25	11
$200 \pm 5$	25	38
	28	35
$250 \pm 5$	28	34
	32	30
$320 \pm 5$	32	28
	36	25
	38	22

- установить на канате зажим и закрепить трансформатор давления так, чтобы его пробка находилась на уровне или выше блока вторичных приборов;

- закрыв вентиль пресс-бачка, разрывной машиной создать усилие натяжения каната до установки стрелки основной шкалы указателя на сотом делении шкалы. При отклонении величины усилия натяжения от заданной при заданном диапазоне изменить угол преломления каната в трансформаторе давления перемещением упора в поплавке или перемещением мембраны с помощью пресс-бачка;

- после установки угла преломления каната, при котором величина предельного усилия натяжения каната при установке стрелки по основной шкале на сотом делении соответствует заданной, проводить проверку основной погрешности и градуировку индикатора;

- при проверке погрешности и градуировке дважды повышать усилие натяжения каната в пределах показаний основного указателя с десятого до сотого деления. Произведя отсчет показаний разрывной машины через каждые 10 делений, результаты свести в градуировочную табл. 3.6.

Таблица 3.6

*Градуировочная характеристика ГИВ6-М2*

Показания основного указателя	Показания разрывной машины, кН				Максимальное отклонение от средних показателей	
	1	2	3	Средняя величина показаний	кН	% от максимального усилия
10						
20						
...						
100						

- за основную приведенную погрешность принимают максимальное отклонение показаний разрывной машины в любой точке отсвета от среднего показания в этой точке, выраженное в процентах от средней величины усилия натяжения каната на сотом делении основной шкалы указателя. Индикатор считают годным, если эти отклонения не превышают  $\pm 2,5\%$  для модификаций с трансформатором давления 5.135.021 и  $\pm 4\%$  с трансформатором 5.135.023;

- после проверки положения упора трансформатора фиксируют пломбой, а данные градуировки (по средним показателям) вносят в паспорт или свидетельство о градуировке (по форме, принятой потребителем).

Монтаж индикатора производится после градуировки в собранном виде с заполненной жидкостью гидравлической системы. При монтаже необходимо выполнить следующее:

- блок вторичных приборов закрепить на опоре, не связанной с полом буровой установки или агрегатом подземного и капитального ремонта скважин;

- освободить крюк от инструмента и опустить его на высоту 1–2 м над ротором. Установить канатный зажим на неподвижном конце талевого каната с таким расчетом, чтобы при установке трансформатора давления последний находился на уровне или выше установки блока вторичных приборов;

- снять крайние ролики и завести трансформатор давления в положение пробкой и обоймой со шпильками вверх на канат так, чтобы последний упирался на средний упор и проходил в вилках крайних обойм; установить крайние ролики на место;

- проверить правильность показаний основной шкалы указателя. Для этого нагрузить талевую систему инструментом с известной массой (например, вертлюг, ведущая штанга и т. д.);

- под воздействием нагрузки стрелка основной шкалы указателя должна остановиться на делении, соответствующем по градуировочной характеристике усилию натяжения каната при данной оснастке талевой системы. Градуировочные показания основной шкалы указателя при данной нагрузке определить расчетным путем.

**Пример.** Индикатор установлен на буровой установке с оснасткой ТС 4 × 5 ( $n = 8$ ). Вес талевого блока с крюком 63994 N. На крюке подвешен вертлюг весом 31360 N и ведущая штанга весом 31360 N. Вес одного погонного метра талевого каната диаметром 28 мм 33,32 N/м. Расстояние между осями роликов кронблока и талевого блока – 40 м. Общий вес, под воздействием которого натянут неподвижный конец талевого каната, составляет

$$G = 63994 + 31360 + 31360 + 33,32 \cdot 40 \cdot 8 = 137376 \text{ N.}$$



Усилие натяжения каната

$$Q = 137376 / 8 = 17172 \text{ N.}$$

По градуировочной характеристике 20-му делению соответствует усилие 22540 N, 10-му делению соответствует усилие 8820 N. Цена деления в этом интервале

$$\Delta = (22540 - 8820) / 10 = 1372 \text{ N.}$$

Деление, на котором должна установиться стрелка основной шкалы указателя, равно

$$S = 10 + (1772 - 8820) / 1372 = 16 \text{ делений.}$$

При отклонении показателей от градуировочной характеристики с помощью пресс-бачка или поворотом поплавка относительно упора изменить угол преломления каната до установки стрелки основной шкалы указателя на деление, соответствующее данному усилию натяжения каната.

Проверить чувствительность индикатора, для чего поднять талевый блок до крайнего верхнего положения и опустить его вновь. При этом стрелки основной и верньерной шкалы указателей и перо самопишущего манометра должны отклоняться на величину, соответствующую изменению веса из-за сокращения длины несущих ветвей талевого каната.

Завести часовой привод, установить диаграмму, заправить чернилами перо самопишущего манометра.

#### **Определение веса инструмента, нагрузки на вышку и нагрузки на долото с использованием индикатора ГИВ6-М2**

Определение веса бурового снаряда и нагрузки на вышку производится по показаниям основной шкалы указателя и самопишущего манометра с учетом оснастки талевой системы.

**Пример 1.** При оснастке  $4 \times 5$  стрелка основной шкалы указателя (и перо самопишущего манометра) установилась на 46-м делении.

По градуировочной характеристике 40-му делению соответствует усилие натяжения каната  $P_{40} = 42630 \text{ N}$ , а 50-му делению  $P_{50} = 54390 \text{ N}$ .

Средняя цена одного деления в интервале от 40-го до 50-го деления составляет

$$a = (54390 - 42630) / (50 - 40) = 1176 \text{ N.}$$

Усилие натяжения каната, соответствующее 46-му делению, будет равно:

$$P_{46} = 42630 + 1176 \cdot 6 = 49686 \text{ N.}$$

Вес снаряда составит:  $G_{\text{CH}} = P_{46} \cdot m = 49686 \cdot 8 = 397488 \text{ N}$ ;  
здесь  $m = 8$  – число несущих ветвей талевой системы.

Нагрузка на вышку в этом случае составит:  $P_{\text{в}} = P_{46} \cdot (n + 2) = 49686 \cdot 10 = 496860 \text{ N}$ .

Осевая нагрузка (нагрузка на долото) определяется как разность между весами подвешенного и опертого на забой инструмента.

**Пример 2.** При условии предыдущего примера после установки инструмента на забой стрелка основной шкалы указателя (а перо самопишущего манометра) остановилось на 41-м делении. В этом случае нагрузка на долото будет равна

$$G_d = a \cdot (46 - 41) \cdot m = 1176 \cdot 5 \cdot 8 = 47040 \text{ N.}$$

При заданной нагрузке на долото определяется количество делений, на которое должны отклониться стрелки указателей, перо самопишущего манометра и их положение при поддержании заданной нагрузки.

*Более точное поддержание нагрузки на долото производится по показаниям верньерной шкалы указателя, цена деления которой в два раза меньше цены деления основной шкалы указателя и самопишущего манометра.*

**Пример 3.** В условиях предыдущего примера заданная нагрузка на долото

$$P_d = (39200 \pm 4900) \text{ N.}$$

Количество делений, на которое должна отклониться стрелка основной шкалы указателя и перо самопишущего манометра

$$S_0 = P'_d / (\Delta P \cdot n) = 39200 / (1176 \cdot 8) \approx 4 \text{ деления.}$$

Таким образом, стрелка основной шкалы указателя и перо самопишущего манометра при заданной нагрузке на долото должны установиться на 42-м делении. Колебания стрелок и пера при заданной точности поддержания нагрузки на долото не должны превышать

$$\Delta S_0 = \pm (4900 / (1178 \cdot 8)) \approx \pm 0,5 \text{ делений.}$$

Более точное поддержание нагрузки на долото производится по показаниям верньерной шкалы указателя, цена деления которой в два раза меньше цены деления основной шкалы указателя и самопишущего манометра. В условиях примера количество делений верньерной шкалы указателя, на которое должна отклониться его стрелка, составит

$$S'_0 = P'_d / ((\Delta P / 2) \cdot n) = 39200 / (588 \cdot 8) \approx 8,5 \text{ делений,}$$

а колебания стрелки не должно превышать

$$\Delta S'_0 = \pm (4900 / (588 \cdot 8)) \approx \pm 1,5 \text{ делений.}$$

### **3.3.1.3. Гидравлический измеритель веса ГИВ-1Э**

Гидравлический измеритель веса ГИВ-1Э (рис. 3.13) предназначен для измерения и регистрации усилий натяжения неподвижного конца талевого каната при бурении и капитальном ремонте скважин.

В состав прибора входят: трансформатор давления ТД-300 с электронным преобразователем давления КРТ-5-Ех, микропроцессорный блок измерения и индикации, показывающий и регистрирующий усилие натяжения каната в кН, и пресс-бачок для заполнения прибора. В энергонезависимой памяти прибора хранится информация за последние

80 суток и может быть снята при помощи устройства считывания с целью просмотра и хранения в компьютере.

Принцип действия измерителя основан на преобразовании усилия натяжения  $Q$  (рис. 3.14) конца талевого каната (поз. 2), вызванного нагруженным весом инструмента (поз. 6) и преломленного между крайними опорами на корпусе 1 и средней опорой 3, опирающейся на мембрану 4, в давление в камере трансформатора и в последующем непрерывном пропорциональном преобразовании его в унифицированный выходной сигнал постоянного тока 4–20 мА преобразователем давления 5.



Рис. 3.13. Гидравлический измеритель веса ГИВ-1Э

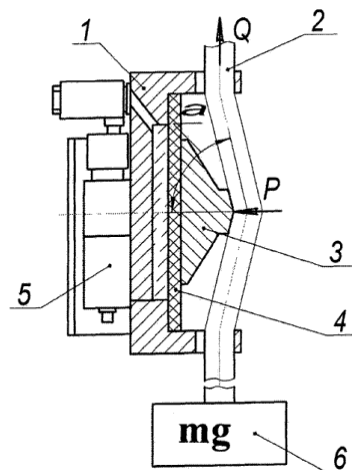


Рис. 3.14. Измерительная часть ГИВ-1Э

Электрический сигнал с преобразователя давления КРТ5-Ех поступает в процессор блока электронного, в котором происходит обработка сигнала с последующей индикацией результата измерений на устройстве индикации.

Измеритель ГИВ-1Э выполняет следующие функции:

- сигнализирует о предельных нагрузках, которые могут быть установлены в зависимости от характера выполняемой работы и типа подъемника (световая и звуковая сигнализация);
- автоматическую регистрацию веса подвешенного инструмента на неподвижном конце талевого каната в масштабе реального времени;
- обмен информацией с устройством считывания и хранения информации (УСХИ) и компьютером;
- возможность записи полученной информации на жесткие и гибкие магнитные диски для создания базы данных;
- просмотр на экране ПК гистограммы нагрузок в реальном масштабе времени.

Соединение УСХИ с микропроцессорным блоком и ПК (а также соединение микропроцессорного блока с ПК) производится при помощи

стандартного интерфейса RS 232. На индикаторе прибора высвечивается усилие натяжения неподвижного конца талевого каната в кН.

В измерителе ГИВ-1Э также имеется индикация перегрузки. При перегрузке начинают мигать все разряды индикатора и срабатывает реле, имеющее две пары контактов с нагрузочной способностью 8 А, к которым может подключаться внешнее сигнальное устройство (лампа или звуковой сигнал) и цепи управления блокировкой лебедки.

Таблица 3.7

*Основные технические характеристики ГИВ-1Э*

Характеристики		Значения
Диапазон измерений веса, кН		от 10 до 300
Трансформатор давления	Диаметр каната, мм	Максимальное усилие натяжения каната, кН
ТД-300	19, 22	60, 80, 100, 125
	22, 25	200
	28, 32	250
	38	300
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений веса, кН		7,5
Напряжение питания постоянного тока, В		от 20 до 30
Потребляемая измерителем ГИВ-1Э мощность, Вт, не более		24
Габаритные размеры, мм, не более:		
– блок электронный		250 × 230 × 75
– устройство считывания и хранения информации		96 × 50 × 35
– трансформатор давления с преобразователем давления КРТ5-Ех		270 × 350 × 230
Масса ГИВ-1Э, кг, не более:		
– блок электронный		3
– устройство считывания и хранения информации		0,1
– трансформатор давления с преобразователем давления КРТ5-Ех		20
Основная приведенная погрешность измерения усилий натяжения каната		±2,5 % от максимального усилия натяжения каната
Диапазон рабочих температур микропроцессорного блока и трансформатора давления с преобразователем давления, °С		от –40 до +50
Максимальное давление в гидравлической системе индикатора, МПа		1

#### 3.3.1.4. Магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки МКН-1

Магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки МКН-1 предназначен для оснащения буровых станков с талевой системой по схеме с неподвижным концом каната, в который встраивается датчик усилий, определяющий усилие на крюке при взвешивании бурового снаряда, при бурении, при производстве СПО и других «грузовых» операциях (извлечение обсадных колонн, ликвидация прихватов натяжкой с помощью лебедки и т. п.); после взвешивания и «запоминания» веса снаряда при бурении определяется осевая нагрузка.

Таким образом, измеритель МКН-1 предназначен:

- для визуального контроля веса снаряда;
- визуального контроля и регистрации осевой нагрузки в процессе бурения;
- визуального контроля и регистрации усилия на крюке при спуско-подъемных операциях и аварийных работах.

В состав измерителя МКН-1 входят: датчик нагрузки ДН, показывающий и регистрирующий прибор ПРП, комплект кабелей (кабель датчика и кабель питания).

Основой измерительных каналов МКН-1 является автокомпенсатор переменного тока (см. раздел 2).

Принцип действия датчика нагрузки основан на использовании магнитоупругого эффекта, который заключается в изменении магнитной проницаемости ферромагнитных материалов под действием механического напряжения.

Датчик (рис. 2.29, а) состоит из двух электромагнитных преобразователей, включающих обмотки возбуждения  $W_{B1}$  и  $W_{B2}$ , измерительные обмотки  $W_{И1}$  и  $W_{И2}$  со своими магнитопроводами. Нижний (по схеме) преобразователь образует чувствительную секцию датчика, а верхний – компенсационную.

Обмотки возбуждения преобразователей  $W_{B1}$  и  $W_{B2}$  соединены последовательно и питаются переменным током напряжением 36 В; измерительные обмотки  $W_{И1}$  и  $W_{И2}$  соединены последовательно и встречно. При отсутствии усилия  $F$  индуктивные сопротивления и напряжения возбуждения преобразователей одинаковы – 18 В. При этом напряжения, наводимые в измерительных обмотках, будут также равны между собой, и выходное напряжение датчика  $U_d$  в силу последовательного и встречного соединения измерительных обмоток будет равно нулю. Под действием усилия  $F$  изменение магнитной проницаемости материала чувствительного элемента приводит к изменению индуктивного сопротивления преобразователя. При этом напряжение возбуждения перераспределяется, и напряжения, наводимые на измерительных обмотках,

станут не равны между собой. На выходе датчика появится электрический сигнал  $\sim U_{\text{д}}$ , определяемый разностью этих напряжений.

### Работа измерителя МКН-1

На рис. 3.15 показана структурная схема измерителя МКН-1. Датчик нагрузки ДН воспринимает усилие, пропорциональное нагрузке на крюке  $G_{\text{кр}}$  талевой системы, и преобразует его в электрическое напряжение  $U_{\text{д}}$ . Это напряжение подается на вход вторичного показывающего и регистрирующего прибора ПРП1, который преобразует поданное напряжение в отклонение стрелок показывающих и регистрирующих устройств.

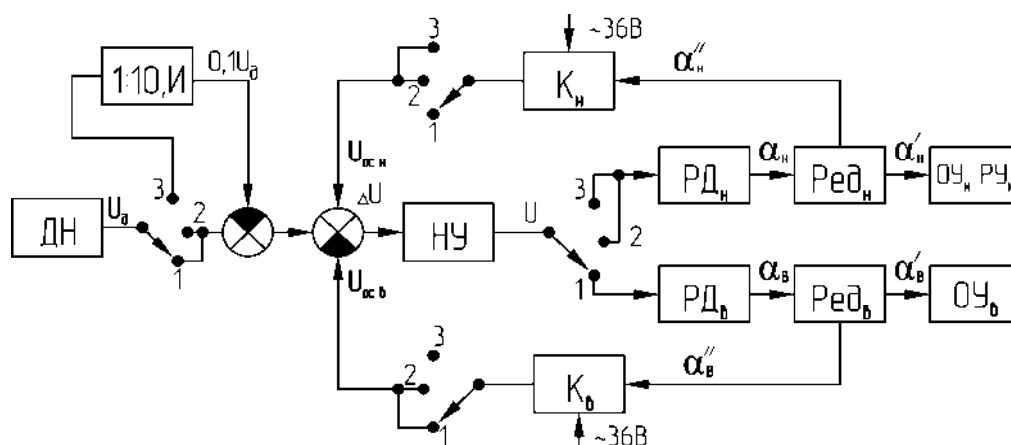


Рис. 3.15. Структурная схема измерителя МКН-1

Прибор ПРП1 имеет два измерительных канала (и, соответственно, две шкалы со стрелками): «Вес» снаряда и «Нагрузка» на забой. Канал «Нагрузка» используется также и для измерения усилия на крюке при СПО и любых других грузовых операциях; в этом случае сигнал датчика уменьшается в 10 раз и инвертируется (он должен быть в противофазе с сигналом обратной связи  $U_{\text{ос.н}}$ ).

Четырехплатный переключатель имеет три положения: 1 – «Вес»; 2 – «Нагрузка»; 3 – «На крюке, Тх10».

Принцип работы измерительных каналов – это принцип работы автокомпенсатора переменного тока. Электрический сигнал, поданный на вход канала (одного из каналов), непрерывно сравнивается с сигналом компенсатора (потенциометра) веса  $K_{\text{в}}$  или компенсатора нагрузки  $K_{\text{н}}$ . Разность поданного сигнала и сигнала компенсатора ( $\Delta U$ ) усиливается ( $U$ ) нуль-усилителем НУ и подается на управляющую обмотку реверсивного двигателя РД<sub>в</sub> (или РД<sub>н</sub>), который поворачивает ротор компенсатора до тех пор, пока выходной сигнал компенсатора не станет равен сигналу, поданному на вход измерительного канала. Одновременно происходит поворот стрелок показывающего и регистрирующего устройства, кинематически связанных с ротором компенсатора.

Рассмотрим работу узлов аппаратуры при различных положениях четырехплатного переключателя.

*Положение 1 – «Вес».* При этом положении переключателя производится взвешивание снаряда. Работает канал (подсистема) взвешивания снаряда; при этом реверсивный двигатель РД<sub>Н</sub> отключен, питание статорной обмотки возбуждения компенсатора К<sub>Н</sub> отключено, делитель напряжения (1:10, И) отключен. При взвешивании снаряда сигнал датчика  $U_d$  подается на вход канала «Вес», стрелка по шкале «Вес» отклоняется на угол  $\alpha_B''$ , пропорциональный весу снаряда.

*Положение 2 – «Нагрузка».* При переключении переключателя с первого положения во второе отключается реверсивный двигатель РД<sub>В</sub>, за счет сил трения ротор компенсатора К<sub>В</sub> останется повернутым на угол  $\alpha_B''$ , пропорциональный весу снаряда; питание статорной обмотки возбуждения компенсатора К<sub>В</sub> остается включенным, следовательно, сигнал обратной связи  $U_{OCB}$ , пропорциональный углу  $\alpha_B''$ , т. е. и весу снаряда, подается на сумматор. Это называется «запоминанием» веса снаряда. На сумматор подается и сигнал датчика  $U_d$ . Сигналы  $U_d$  и  $U_{OCB}$  по абсолютной величине равны, но противоположны по фазе, поэтому сумма их равна нулю:  $U_d - U_{OCB} = 0$ . И если в момент переключения стрелка шкалы «Нагрузка» находилась не на нуле, т. е.  $\alpha_H'' \neq 0$ , то  $\Delta U = U_{OCH}$ , т. к. включено питание статорной обмотки возбуждения компенсатора К<sub>Н</sub>, и поскольку включен реверсивный двигатель РД<sub>Н</sub>, то канал (подсистема) «Нагрузка» сработает на сведение  $\Delta U$  к нулю, т. е. если стрелка находилась не на нуле, то после взвешивания снаряда и перевода переключателя в положение 2, стрелка придет к нулю.

При задании осевой нагрузки усилие на крюке, следовательно, и в неподвижном конце каната уменьшается, уменьшается сигнал датчика ( $U_d' < U_d$ ), подсистема отработает сигнал обратной связи  $U_{OCH}$ , пропорциональный углу поворота стрелки  $\alpha_H''$  (пропорциональный отсчету осевой нагрузки):  $U_d' + U_{OCH} - U_{OCB} = 0$ , или  $U_{OCH} = U_{OCB} - U_d'$ . Здесь  $U_{OCH}$  – пропорционально  $G_{OC}$ ,  $U_{OCB}$  – пропорционально  $G_{CH}$ ,  $U_d'$  – пропорционально  $G_{KP}$  в процессе бурения. Таким образом, измеритель МКН-1 автоматически решает известное из технологии бурения уравнение:  $G_{OC} = G_{CH} - G_{KP}$ .

*Положение 3 – «На крюке, Тх10».* В этом случае включены в работу только звенья канала измерения осевой нагрузки, причем сигнал датчика  $U_d$  вначале поступает на делитель напряжения (1:10), инвертируется (И), а затем уже на сумматор. В момент компенсации  $U_{OCH} - 0,1U_d = 0$ . Измеритель регистрирует уменьшенное в 10 раз усилие на крюке. Так решен вопрос об увеличении диапазона измерения канала «Нагрузка» и использовании его и для регистрации осевой нагрузки, и для регистрации больших усилий на крюке при СПО и других грузовых операциях.

## Работа с измерителем МКН-1

*Включение в работу измерителя.* Измеритель включается в работу за 10–15 мин до начала измерения с целью прогрева элементов схемы. При этом переключатель ставится в положение 1 – «Вес».

*Взвешивание снаряда и задание осевой нагрузки.* Переключатель в положении 1 – «Вес». С вращением и промывкой снаряд опускается к забою со скоростью, примерно равной скорости бурения (измерение веса снаряда *в условиях скважины*). После установления стрелки на отсчете веса снаряда переключатель переводится в положение 2 – «Нагрузка». Снаряд ставится на забой, начинается бурение; бурильщик, осуществляя подачу инструмента с лебедки, следит за отклонением стрелки по шкале «Нагрузка», доводя это отклонение до отсчета требуемой осевой нагрузки.

При смене пород, выбурке и т. п. будет изменяться и нагрузка на крюке  $G_{кр}$ , и осевая нагрузка  $G_{ос}$ , что автоматически будет фиксироваться измерителем.

*Регистрация усилий на крюке при СПО и других грузовых операциях.* Переключатель ставится в положение 3 – «На крюке, Тх10». При этом измеритель будет фиксировать усилие на крюке, уменьшенное в 10 раз, что учитывается при расшифровке диаграммы.

Расшифровка диаграмм дает возможность составить и проанализировать баланс рабочего времени.

Диск имеет часовой привод и делает 1 оборот за 24 часа, т. е. на диске записывается работа бурового агрегата за сутки. Завод часового механизма – 1 раз в неделю, заправка перописца специальными чернилами – по мере расхода чернил.

### 3.3.2. Измерители давления бурового раствора

Контроль за давлением бурового раствора в нагнетательной системе буровой установки позволяет судить о работе насосов всей циркуляционной системы, эффективности промывки скважины, дает информацию о возможных осложнениях.

#### 3.3.2.1. Классификация и принцип работы измерителей давления

Давление характеризуется отношением силы к единице поверхности.

Различают давление атмосферное, или барометрическое  $p_б$ , избыточное  $p_{и}$ , абсолютное  $p_а$ , и разрежение  $p_р$ . Связь между ними определяется формулами:

$$p = p_а - p_б, \quad (3.9)$$



$$p_a = p_6 + p, \quad (3.10)$$

$$p_p = p_6 - p_a. \quad (3.11)$$

Измерители давления подразделяются:

- по роду измеряемой величины: барометры ( $p_6$ ), манометры ( $p$ ), вакуумметры ( $p_p$ ), мановакуумметры ( $p$  и  $p_p$ ), дифференциальные манометры ( $\Delta p$ );
- принципу действия: жидкостные, пружинные, поршневые, электрические, радиоактивные и др.

Манометры для измерения давления газов и жидкости конструктивно не отличаются. Класс точности рабочих трубчатых манометров 1,5; 2,5 и 4. Контрольные манометры (с двумя стрелками) изготавливаются классом 0,5 и 1,0; образцовые – 0,2 и 0,35.

В бурении скважин наиболее часто применяются пружинные и электрические (с магнитоупругим преобразователем) манометры.

Пружинные манометры получили широкое применение для измерения избыточного давления и разрежения. Чувствительным элементом этих приборов могут быть серповидная трубчатая пружина (трубка Бурдона), многовитковая трубчатая пружина (геликс) и плоская мембрана.

На рис. 3.16 показан манометр с серповидной трубчатой пружиной. Пружина изготавливается из фосфористой бронзы или латуни, а для давлений свыше 20 МПа – из стали. Величина раскручивания трубчатой пружины доходит до  $10^\circ$ .

Общий принцип действия пружинных манометров состоит в том, что под действием измеряемого давления чувствительный элемент 1 (рис. 3.16) деформируется и посредством передаточно-множительного механизма (4 и 5) деформация преобразуется в круговое движение стрелки 3 вдоль шкалы 2.

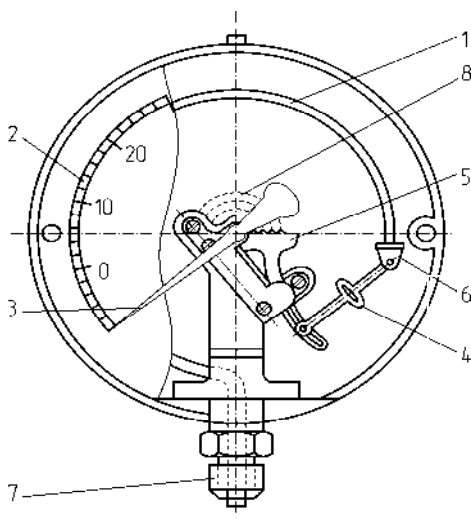


Рис. 3.16. Схема трубчатого манометра:

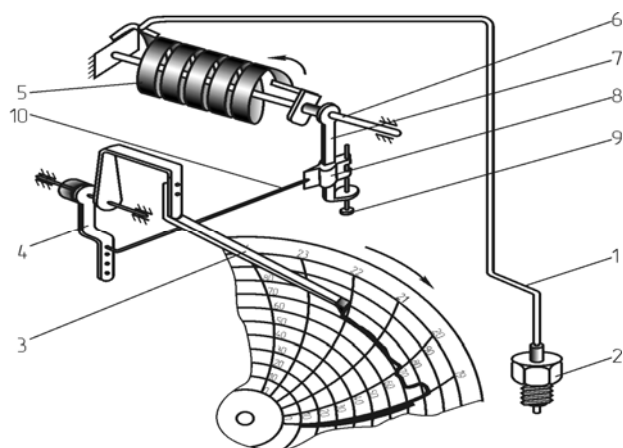
- 1 – трубка Бурдона; 2 – шкала;  
3 – стрелка; 4 – поводок;  
5 – зубчатый сектор; 6 – пробка;  
7 – штуцер; 8 – упругая пружинка

Для измерения давления и разрежения и одновременно для сигнализации служат электроконтактные трубчатые манометры (ЭКМ). Класс точности ЭКМ – 2,5.

Мембранные манометры изготавливаются с плоской, плоско-гофрированной и гармониковой (сильфоны) мембраной. Центральная часть плоской мембраны перемещается на 1,5–2 мм, поэтому передаточно-множительное устройство имеет большое передаточное число, что снижает чувствительность и точность измерений. Жесткость мембраны снижается при наличии гофр. Наибольшая подвижность у мембран-сильфонов. Класс точности сильфонных манометров 1,0; 1,5.

Манометры с многовитковой трубчатой пружиной (геликсные) (рис. 3.17) изготавливаются с числом витков трубки от 2,5 до 9. Свободный конец трубки раскручивается до 50–60°. Класс точности манометра 1,5. Геликсные манометры могут быть показывающими, регистрирующими и с устройством для дистанционной передачи показаний по электрическим проводам.

Измеряемое давление через штуцер 2 и трубку 1 воздействует на геликсную трубку 5, которая раскручивается и через ось 6, рычаг 7, ползун 8 и тягу 10 поворачивает стрелку с пером 3. Отклонение стрелки пропорционально измеряемому давлению. Запись производится на диаграммный бланк, вращаемый часовым механизмом или синхронным микроэлектродвигателем СД-60.



*Рис. 3.17. Схема манометра с винтовой трубчатой пружиной (геликсом):  
1 – капиллярная трубка;  
2 – штуцер; 3 – стрелка с пером;  
4 – рычаг; 5 – геликоидальная пружина; 6 – ось; 7 – рычаг;  
8 – ползун; 9 – винт; 10 – тяга*

### **3.3.2.2. Буровой манометр МБГ-1**

Широкое применение нашел буровой геликсный манометр МБГ-1 (рис. 3.18), принцип действия которого основан на преобразовании измеряемого давления в угол поворота ротора сельсина-датчика с последующей дистанционной передачей показаний. Манометр состоит из датчика, блока питания, указателя и соединительных кабелей.

Измерительным элементом датчика служит многовитковая манометрическая пружина 10, которая воспринимает давление бурового рас-

твора через разделитель, надетый на головку 14, соединенную с корпусом 16 и уплотненную прокладкой 13. Разделитель, головка и манометрическая пружина заполнены спиртовой незамерзающей жидкостью. Манометрическая пружина защищена корпусом 9. Открытый конец ее выполнен в виде трубки, присоединенной через штуцерное уплотнение 11 к этой же головке.

На глухом конце пружины укреплен цанговый зажим 7 с кольцом 8, осью 6 и пальцевой муфтой 5, через которую угол раскрутки пружины передается на сельсин 4, установленный в корпусе 3 с разъемом 2 и выводом 1. Угол поворота ротора сельсина регулируют перестановкой цангового зажима на тот или иной виток манометрической пружины. Регулировка позволяет получить линейную зависимость между углом поворота ротора сельсина и давлением.

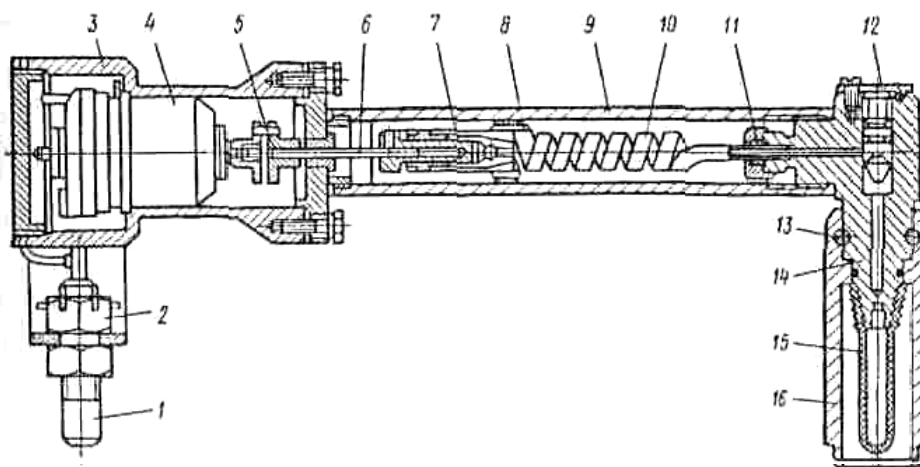


Рис. 3.18. Схема геликсного бурового манометра МБГ-1

Сглаживание пульсаций давления на входе в датчик производится дроссельной иглой 12. Показывающий прибор выполнен в виде сельсина-приемника со стрелкой и крупной шкалой. Предел измерения манометром 25 МПа, основная погрешность  $\pm 2,5\%$ .

### 3.3.2.3. Магнитоупругий измеритель давления МИД

Измеритель давления МИД предназначен для непрерывного визуального контроля давления промывочной жидкости. Измеритель обеспечивает устойчивые показания контролируемого давления при его значительных (свыше 40 %) пульсациях.

Измеритель давления состоит из датчика и пульта. Магнитоупругий датчик давления (рис. 3.19) с помощью тройника 11 устанавливается в напорную магистраль бурового насоса и закрепляется гайкой 10. Работает датчик по схеме магнитоупругого датчика усилий:  $F = pS$ , где  $p$  – давление в напорной магистрали,  $S$  – площадь дна сильфона 1, прижатого к торцу чувствительного (магнитоупругого) элемента 2. Элемент

2 является измерительным, элемент 3 – компенсационным. Катушки 8 (измерительная) и 4 (компенсационная) размещены внутри магнитопроводов 6 и 9, соединены между собой встречно и подключены к штепсельному разъему 7.

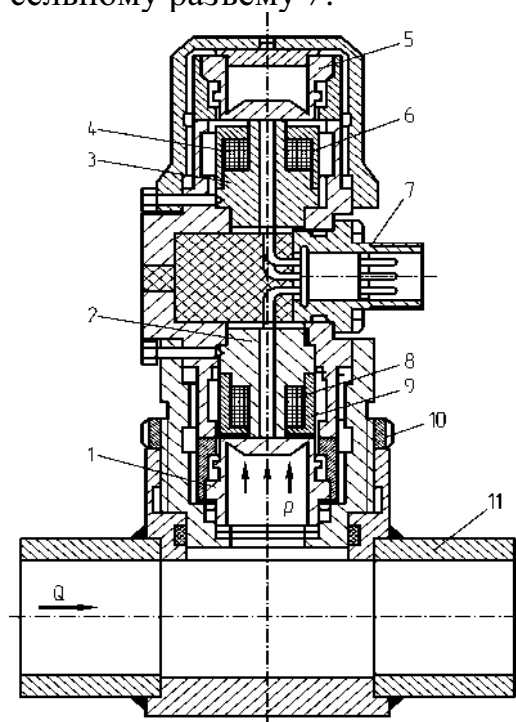


Рис. 3.19. Датчик давления ДДП:  
1 – сильфон; 2 – чувствительный элемент;  
3 – компенсационный элемент; 4 – катушка;  
5 – сильфон; 6 – магнитопровод;  
7 – штепсельный разъем; 8 – катушка;  
9 – магнитопровод; 10 – гайка;  
11 – тройник

Принципиальная электрическая схема измерителя МИД показана на рис. 3.20. Электрический сигнал от датчика Д подается через выпрямитель Д1–Д4 на измерительный прибор ИП М325. Схема измерителя МИД-1 включает феррорезонансный стабилизатор напряжения. Емкость С2 обеспечивает демпфирование пульсаций выходного напряжения датчика. С помощью резистора R3 производится регулирование амплитуды выходного сигнала. Резистор R5 используется для компенсации начального фона измерительной схемы – «установка нуля». Установка нуля производится до включения насоса.

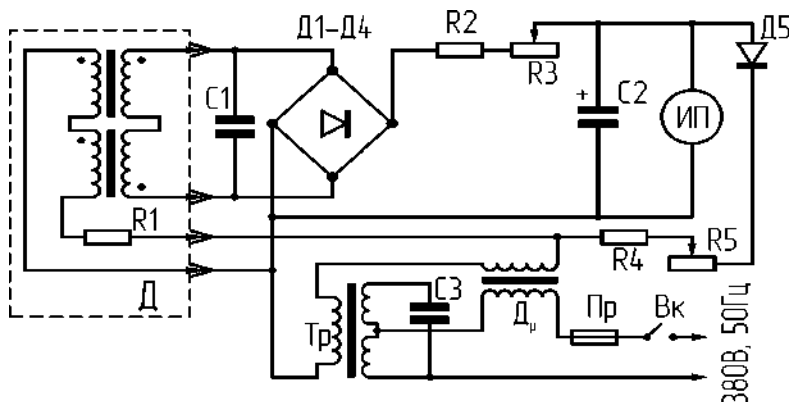


Рис. 3.20. Принципиальная электрическая схема измерителя МИД

### **3.3.3. Измерители расхода бурового раствора**

Разработка расходомеров промывочной жидкости вследствие специфики контролируемой среды и условий эксплуатации является сложной задачей. Физико-механические свойства промывочной жидкости могут изменяться в широких пределах, промывочная жидкость содержит значительное число абразивных частиц, в состав ее могут входить химически активные ингредиенты и нефтепродукты. Давление в магистрали меняется от единиц до десятков МПа, причем вследствие неравномерности работы буровых насосов давление пульсирует с низкой частотой. В практике измерения расходов жидкостей используются расходомеры, работающие с напорной и безнапорной, электропроводной и неэлектропроводной, с чистой и загрязненной, с инертной и агрессивной жидкостью.

Контроль за расходом бурового раствора на выкиде насосов и выходе из скважины позволяет установить возникновение газодонефтепроявлений или поглощений, их интенсивность, момент окончания разбуривания поглощающих и проявляющих пластов, оценить эффективность изоляционных работ, т. е. свести к минимуму технико-экономические потери, связанные с осложнениями при бурении скважин.

При бурении турбинным способом расход бурового раствора характеризует режим бурения. Знание последнего необходимо для оценки процесса разрушения горных пород в его взаимосвязи с энергетической характеристикой забойного двигателя. Для измерения расхода разработаны различные устройства.

#### **3.3.3.1. Классификация способов и средств измерения расхода жидкости**

В практике сооружения скважин требуется измерять и количество жидкости, расходуемой за определенный промежуток времени или потребной, например, для заполнения скважины при тампонировании, цементировании, доливе при подъеме инструмента и т. д. (в этих целях используются счетчики количества – объемные и скоростные), и мгновенный расход при промывке скважины в процессе бурения.

В технике используются расходомеры различного принципа работы: электромагнитные, обтекания, переменного перепада давления, тахометрические, шариковые, ультразвуковые, тепловые, оптические, вихревые, калориметрические, поляризационные, парциальные, ионизационные, расходомеры, основанные на контроле движения «меток» потока и др. На рис. 3.21 приведены схемы датчиков расхода жидкости различного принципа работы.

**1. Счетчики количества** определяют расход жидкости в весовых единицах за определенный промежуток времени, расходомеры – в объемных единицах, отнесенные к единице времени ( $\text{м}^3/\text{ч}$ , л/с, л/мин). В зависимости от способа измерения счетчики количества подразделяются на объемные (расход определяется с помощью объемных устройств: мерных баков, поршневых устройств, счетчиков с овальными шестернями), скоростные (расход определяется по скорости потока) и весовые.

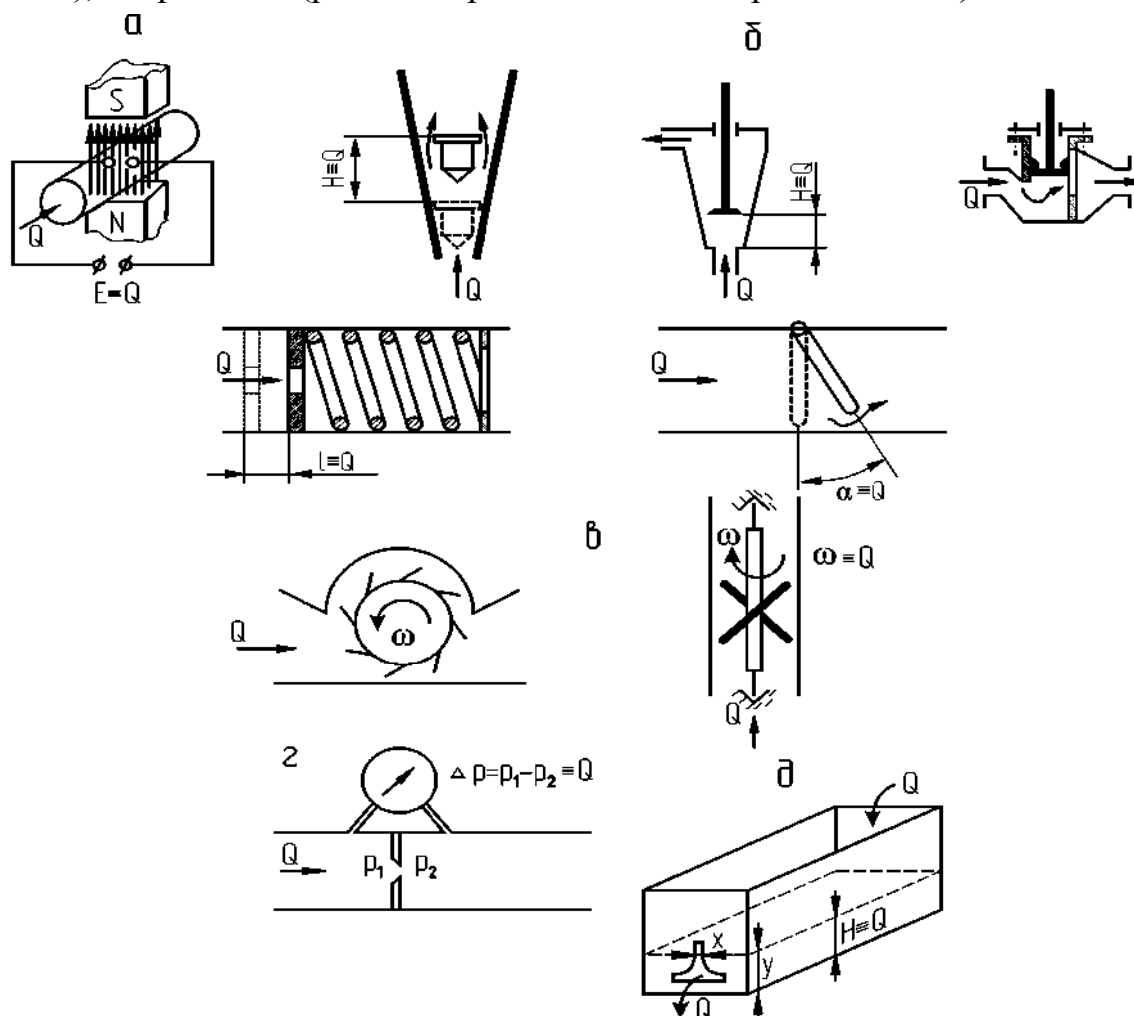


Рис. 3.21. Схемы датчиков расхода жидкости:  
 а – электромагнитный датчик; б – датчики расходомеров обтекания;  
 в – датчики турбинных расходомеров; г – датчики расходомеров переменного перепада давления; д – датчик расходомера переменного уровня

**2. Электромагнитные (индукционные) расходомеры.** Электромагнитные (или индукционные) расходомеры основаны на измерении ЭДС, индуцируемой в потоке электропроводной жидкости, пересекающей при своем движении магнитное поле (рис. 3.21, а). Преобразователь расхода (датчик расхода) состоит из трубопровода, вмонтированных в него в диаметрально противоположных точках двух электродов и

электромагнитной системы. Магнитное поле перпендикулярно оси трубопровода и оси электродов.

Индуктируемая ЭДС определяется путем измерения разности потенциалов двух электродов, введенных в жидкость, и она пропорциональна скорости движения жидкости, т. е. при постоянстве сечения трубопровода характеризует расход:

$$E = B \cdot l \cdot v = B \cdot l \cdot (Q / S), \quad (3.12)$$

где  $E$  – разность потенциалов;  $B$  – магнитная индукция;  $l$  – расстояние между электродами;  $v$  – средняя скорость движения жидкости;  $Q$  – объемный расход жидкости;  $S$  – сечение трубопровода.

При круглом сечении трубопровода ( $l = d$ ) имеем

$$Q = (\pi \cdot d^2 \cdot E) / 4B = k \cdot E, \quad (3.13)$$

где  $d$  – диаметр трубопровода;  $k$  – коэффициент пропорциональности.

Трубопровод изготавливается из неферромагнитной нержавеющей стали и изнутри футеруется электроизоляционным материалом. В действительности

$$Q = k \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot E, \quad (3.14)$$

где коэффициенты  $k_1$  и  $k_2$  соответственно учитывают неравномерность магнитного поля и шунтирующее действие металлической трубы, соприкасающейся с футеровкой.

**3. Расходомеры обтекания.** У расходомеров обтекания введенное в поток тело (поплавок, диск, крыло, поршень, шар и т. п.) воспринимает динамическое давление обтекающего его потока и перемещается в зависимости от величины расхода. Помещенное в поток тело совместно с трубопроводом является первичным преобразователем расхода в линейное или угловое перемещение. Величина перемещения является мерой величины расхода. Противодействующей силой потоку является вес тела, усилие упругой подвески или усилие пружины.

По степени свободы тела расходомеры обтекания подразделяются на две группы: у одних обтекаемое тело свободно и перемещается вдоль оси датчика на величину, пропорциональную расходу; у других обтекаемое тело закреплено на оси, и мерой расхода является угол поворота.

Расходомеры первой группы подразделяются на расходомеры *постоянного перепада давления* (ротаметры, поплавковые, поршневые) и расходомеры с *изменяющимся перепадом давления* (поплавково-пружинные).

К расходомерам второй группы относятся расходомеры с *поворотной лопастью*.

На рис. 3.21, б приведены схемы основных типов датчиков расходомеров обтекания: ротаметр, поплавковый датчик, поршневой датчик,

поплавково-пружинный датчик с горизонтальным перемещением поплавка, датчик с поворотной лопастью.

Ротаметр включает коническую трубку и поплавков, устанавливается в вертикальном положении; высота подъема поплавка является мерой расхода. Поплавковый датчик также устанавливается в вертикальном положении. В поршневом датчике преобразователем расхода является поршень, вертикально перемещающийся во втулке с боковыми окнами. В поплавковых и поршневых датчиках ход поплавка и поршня передаются для дальнейшего преобразования скрепленному с ними штоку. У всех рассмотренных датчиков при изменении расхода жидкости изменяется площадь проходного отверстия, поэтому перепад давления остается практически постоянным.

В поплавково-пружинных датчиках с изменяющимся перепадом давления с горизонтальным перемещением поплавка, нагруженного пружиной, площадь проходного отверстия не изменяется. Перепад давления у таких датчиков возрастает с увеличением расхода.

*Расходомеры постоянного перепада давления.* Расходомеры постоянного перепада давления представляют собой вертикально установленный корпус конической формы, к нижней части которого подводится жидкость, газ или пар. Внутри корпуса свободно размещен поплавок. Чем больше расход вещества, тем больше скорость его движения и подъемная сила, увлекающая поплавок вверх до тех пор, пока вес поплавка не уравнивается разностью давлений до и после поплавка:  $\Delta p = p_1 - p_2$ , где  $p_1$  и  $p_2$  – соответственно давление снизу и сверху поплавка.

Расход вещества определяют по высоте расположения поплавка.

Для измерения расходов жидкостей под большим давлением используются металлические конические трубки и сложная конструкция датчика в целом, обусловленная, в частности, необходимостью преобразования и передачи показаний.

Основными частями датчика поплавкового типа является поплавок 1 и конусная трубка 2 (рис. 3.22). Жидкость, проходя через датчик, приподнимает поплавок на высоту  $H$ , пропорциональную расходу  $Q$ . Движение поплавка с помощью ферромагнитного штока 3, индуктивной (L) катушки 4, надетой на трубку 5 из неферромагнитного материала, и измерительной схемы преобразуется в электрический сигнал  $U_d$ , который пропорционален величине вхождения сердечника в катушку  $H$ , т. е. и расходу  $Q$ .

Для ротаметров и с определенным допуском для поплавковых датчиков расходомеров теоретическая зависимость между расходом жидкости  $Q_T$  и высотой подъема поплавка  $H$  может быть определена формулой



$$Q_T = (\pi \varphi d \cdot \operatorname{tg} \alpha \cdot H + \pi \varphi \cdot \operatorname{tg}^2 \alpha \cdot H^2) \sqrt{\frac{2gG_{\text{пж}}}{S\gamma_{\text{ж}}}}, \quad (3.15)$$

где  $\varphi$  – коэффициент расхода поплавка; для поплавка, по своим характеристикам занимающего место между тарельчатым и дисковым, может быть принят равным 0,65 и неизменным для всех значений расхода;  $\alpha$  – центральный угол конической трубки, град.;  $d$  – диаметр поплавка по кромке рабочей части, м;  $g$  – ускорение силы тяжести,  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ;  $G_{\text{пж}}$  – эффективный вес поплавка, т. е. вес поплавка в жидкости, кгс:

$$G_{\text{пж}} = V_{\text{п}}(\gamma_{\text{п}} - \gamma_{\text{ж}}), \quad (3.16)$$

$V_{\text{п}}$  – объем поплавка,  $\text{м}^3$ ;  $\gamma_{\text{п}}$  – удельный вес материала поплавка,  $\text{кгс/м}^3$ ;  $\gamma_{\text{ж}}$  – удельный вес жидкости,  $\text{кгс/м}^3$ ;  $S$  – минимальное сечение, т. е. наибольшее поперечное сечение поплавка,  $\text{м}^2$ :  $S = \pi d^2/4$ .

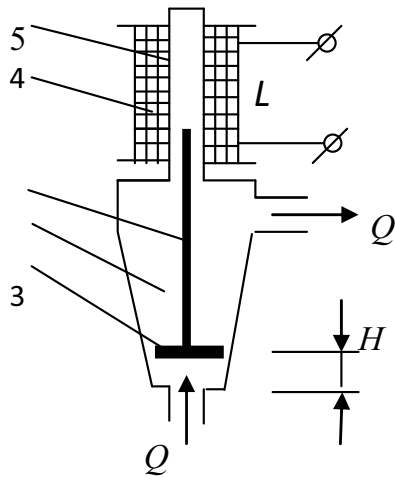


Рис. 3.22. Датчик поплавкового типа

*Расходомеры с поворотной лопастью* относятся к расходомерам обтекания. Расходомеры включают трубопровод и помещенную в нем лопасть, посаженную на ось. Мерой расхода является угол поворота лопасти  $\alpha$ ; противодействующей силой является вес лопасти, упругие силы подвески или реакция пружины.

Угол поворота лопасти для измерения расходов жидкостей выбирается до  $70^\circ$ . При больших углах поворота резко снижается чувствительность датчика. Связь между расходом  $Q$  и углом поворота лопасти с грузовым уравниванием определяется формулой

$$Q = K \cdot \operatorname{tg} \alpha / \cos \alpha, \quad (3.17)$$

где  $K$  – коэффициент, зависящий от конструкции и геометрии датчика, веса лопасти и плотности жидкости.

**4. Большую группу составляют расходомеры переменного перепада давления.** Принцип действия расходомеров переменного перепада давления основан на замере перепада давления, образующегося в месте сужения сечения трубопровода.

Сужение сечения трубопровода искусственно производят диафрагмами, соплами или специальной трубой (Вентури), а перепад давления замеряют дифференциальными манометрами (дифманометрами) различных конструкций. В месте измерения давлений движущаяся по трубопроводу жидкость встречает устройство, создающее сужение потока жидкости. Это вызывает увеличение его скорости, так как количество

протекающего вещества в различных участках трубопровода одинаково. А с изменением скоростей в сечениях – изменяются и давления.

Зависимость между перепадом давления  $\Delta p$  и расходом  $Q$  определяется выражением

$$Q = kF\sqrt{\Delta p \cdot \gamma}, \quad (3.18)$$

где  $F$  – сечение диафрагмы;  $\gamma$  – удельный вес жидкости;  $k$  – коэффициент, зависящий от параметров датчика и жидкости.

Для измерения перепада давления используется дифференциальный манометр (дифманометр), проградуированный в единицах расхода (рис. 3.21, з).

Общими недостатками расходомеров данного типа являются: квадратичная зависимость между расходом и перепадом сильно сужает диапазон измерения расхода; неравномерность деления шкалы (как следствие квадратичной зависимости); затруднительность их применения при измерении малых и пульсирующих потоков; ограниченная точность.

Расходомеры переменного перепада давления в силу своей исключительной простоты изготовления могут найти применение для измерения больших расходов промывочной жидкости и когда не требуется высокая точность измерения.

**5. Тахометрические расходомеры.** В тахометрических расходомерах в качестве преобразователя расхода чаще всего выступают турбинки (см. рис. 3.21, в), ротор, шарик, мерные вращающиеся элементы (камеры) и т. п., скорость вращения которых определяется скоростью потока или его объемным расходом. Отсюда, в зависимости от конструкции преобразователя, тахометрические расходомеры подразделяются на турбинные, шариковые и камерные. Тахометрические расходомеры, кроме основного преобразователя, включают преобразователь частоты вращения вала, шарика в частоту следования импульсов, чаще всего электрических. Таким образом, частота импульсов является функцией расхода. Для измерения количества подключается счетчик импульсов.

Турбинные расходомеры выполняются двух разновидностей: с тангенциальной (ось турбинки перпендикулярна направлению потока) и аксиальной (ось турбинки совпадает с направлением потока) турбинкой. Тангенциальная турбинка чаще имеет прямые лопасти, расположенные радиально по отношению к оси. Аксиальная турбинка имеет обычно загнутые по винтовой линии лопасти. Турбинные расходомеры получили широкое распространение в технике для измерения количества жидкости.

У шариковых тахометрических расходомеров шарик движется вокруг оси трубопровода в одной плоскости. Круговое движение шарика придает предварительно закрученный поток жидкости. Преобразование частоты

вращения шарика вокруг оси трубопровода в полезный сигнал (импульс) обычно производится с помощью индуктивного преобразователя.

Весьма разнообразны по своей конструкции камерные тахометрические расходомеры и счетчики с камерными преобразователями расхода: барабанные, поршневые, ротационные, зубчатые, ковшовые, лопастные и др.

Из тахометрических расходомеров наибольшее распространение в практике сооружения скважин получили турбинные при проведении исследований в скважине (определение перетоков) и при определении дебита скважин при откачке воды. Шариковые расходомеры промывочной жидкости в силу неудовлетворительной их работы с загрязненной жидкостью не нашли применения.

Принцип работы шариковых и камерных расходомеров может быть использован при разработке дебитомеров.

**6. Расходомеры переменного уровня**, основанные на измерении высоты уровня жидкости в сосуде, в который непрерывно поступает жидкость и вытекает через отверстие в дне или боковой стенке. В основном данные расходомеры применяются для измерения расхода жидкости, вытекающей из трубопроводов в сосуды, работающие без давления.

Основными узлами расходомера являются емкость с профилированным отверстием в дне или боковой стенке и измеритель уровня. При определенной конфигурации щели в боковой стенке можно добиться линейной зависимости уровня жидкости от расхода (рис. 3.21, д):

$$x = \frac{c}{\sqrt{y}}, \quad (3.19)$$

где  $c$  – постоянный коэффициент, определяемый конкретной конфигурацией расходомера.

### **3.3.3.2. Точки съема сигнала для расходомеров бурового раствора**

Исходя из конкретных условий бурения скважин и анализа формулы производительности поршневого насоса,

$$Q = m \cdot k \cdot l \cdot S \cdot \eta, \quad (3.20)$$

в табл. 3.8 приведена схема мест съема сигнала и соответствующих первичных исходных параметров, функционально связанных с расходом. В формуле:  $m$  – число цилиндров;  $k$  – число ходов поршня в единицу времени;  $l$  – ход поршня;  $S = S_{\text{п}}$ , где  $S_{\text{п}}$  – площадь поршня;  $\eta$  – коэффициент заполнения цилиндров; для поршневых насосов двойного действия  $k$  – число двойных ходов поршня,  $S = 2S_{\text{п}} - S_{\text{ш}}$ , где  $S_{\text{ш}}$  – площадь сечения штока.

При нормальных условиях работы насоса мерой его производительности может служить частота оборотов вала привода, число ходов поршней, длина хода поршней, частота импульсов давления. Контролировать расход жидкости, подаваемой в скважину, можно по расходу жидкости, выходящей из скважины, если отсутствует поглощение или известна его интенсивность.

Таблица 3.8

Места постановки датчиков расхода	Исходные параметры
Буровой насос	Частота оборотов вала двигателя, число двойных ходов поршня, длина хода поршня
Нагнетательная линия	Расход жидкости, подаваемой в скважину, частота импульсов давления
Скважина	Расход жидкости, выходящей из скважины

Знание мест съема сигнала дает дополнительные возможности, варианты для разработки расходомеров промысловой жидкости.

Основным местом постановки (ТСС) датчиков современных расходомеров является нагнетательная линия. В этом случае устраняются многие помехи и факторы, вносящие погрешность в измерения.

### 3.3.3.3. Расходомер РГР-100

Широкое применение в практике нашел индукционный расходомер РГР-100, принцип действия которого основан на законе электромагнитной индукции.

Расходомер (рис. 3.23) состоит из датчика и преобразовательного блока. Система магнитного возбуждения создает переменное магнитное поле. В нем по немагнитной и изолированной внутри трубе протекает электропроводная жидкость 2. Индуцируемая в ней ЭДС, пропорциональная средней скорости потока жидкости, измеряется двумя электродами 3, введенными внутрь трубы и расположенными в одном ее сечении диаметрально противоположно.

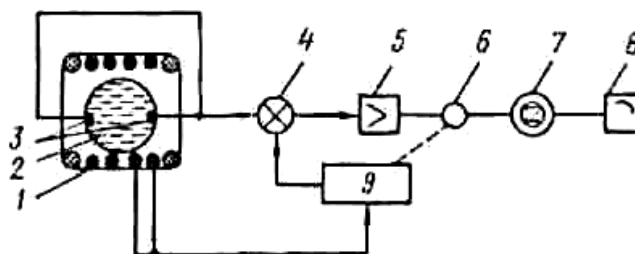


Рис. 3.23. Блок-схема расходомера РГР-100

Сигнал с электродов поступает на автокомпенсатор, включающий элемент сравнения 4, усилитель 5, серводвигатель 6 и орган введения об-

ратной связи 9. На выходе автокомпенсатора установлен сельсин-датчик 7, угол поворота ротора которого пропорционален мгновенному расходу, и вторичный прибор 8. Предел измерения расходомера  $75 \text{ дм}^3/\text{с}$ , основная погрешность измерения  $\pm 2,5 \%$ .

#### ***3.3.3.4. Расход бурового раствора на выходе из скважины***

Расход бурового раствора на выходе из скважины определяется с помощью индикатора потока, состоящего из флажка, находящегося в потоке раствора, и возвратной пружины.

Под действием потока бурового раствора флажок старается повернуться. Возвратная пружина уравнивает силу, действующую на флажок, усилие на пружине преобразуется в электрический сигнал датчиком, который связан электрическим кабелем с панелью контроля.

Для случаев существенного изменения потока раствора на выходе из скважины при его поглощениях в скважинах или притоках пластовых флюидов в ствол предусмотрена система аварийной сигнализации. Индикатор входит в состав комплексов средств наземного контроля и управления процессом бурения скважин (рассматривается в разделе 5).

#### **3.3.4. Измерение частоты оборотов породоразрушающего инструмента**

В бурении геологоразведочных скважин передача крутящего момента породоразрушающему инструменту осуществляется, главным образом, посредством бурового вала, получающего вращение с поверхности от бурового станка. При применении забойных машин (электробуров, турбобуров, винтовых двигателей) породоразрушающий инструмент жестко связан с выходным валом этих машин, и частота оборотов его равна частоте оборотов вала.

В первом случае частота оборотов породоразрушающего инструмента может быть измерена с помощью поверхностной аппаратуры, датчики которой при жесткой кинематической цепи передачи крутящего момента буровому валу могут быть встроены в любом месте этой цепи. Во втором случае требуется постановка глубинных датчиков и передача сигналов на поверхность.

Аналогично ставится вопрос и в бурении скважин на нефть и газ.

Чувствительный элемент (первичный преобразователь) датчика угловой скорости связан с вращающимся бурильным валом, шестерней и др. Угловая скорость с помощью датчиков может быть преобразована в силу, давление, расход, перемещение, угол, ЭДС и другие параметры, удобные для местного контроля или для передачи на расстояние.

По принципу действия датчики угловой скорости могут быть разделены на три основные группы: механические, гидравлические и электрические. Самые распространенные в технике измерения угловой скорости – электрические датчики. В буровой контрольно-измерительной аппаратуре применяются главным образом электрические датчики.

Электрические тахометры весьма разнообразны как по типу используемого преобразователя, так и по методу измерения и типу измерительной цепи.

С точки зрения точности измерений угловой скорости электрические тахометры можно разбить на две группы: тахометры, работающие по принципу амплитудной модуляции (тахометры с индукционными преобразователями), выходной величиной которых является ЭДС, и тахометры, работающие по принципу частотной модуляции (индуктивные, контактные, фотоэлектрические), выходной величиной которых является частота тока или напряжения. Тахометры второй группы характеризуются большей точностью, так как частота выходного тока или напряжения практически не зависит от колебаний напряжения источника питания, температуры и других факторов.

С точки зрения используемых преобразователей и методов измерения электрические тахометры можно разбить на следующие группы: индукционные, электроимпульсные, фотоэлектрические, стробоскопические.

В буровой контрольно-измерительной аппаратуре находят применение главным образом индукционные тахометры – тахогенераторы.

На рис. 3.24 показаны некоторые схемы датчиков тахометров, применяемых в буровой аппаратуре (а, б) и регулируемом приводе, приведены примеры бесконтактных импульсных электрических датчиков, возможных к применению в буровых тахометрах (в, г).

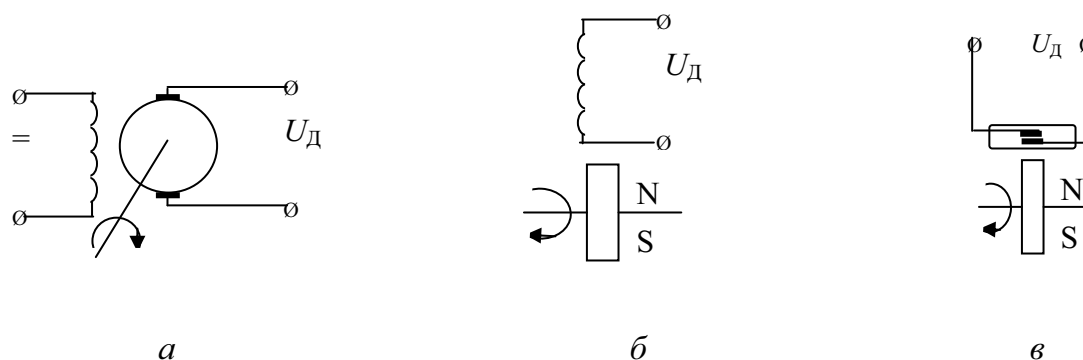


Рис. 3.24. Схемы датчиков буровых тахометров:  
а – тахогенератор постоянного тока; б – датчик с катушкой индуктивности и пластинкой постоянного магнита; в – датчик с герконом и пластинкой постоянного магнита

Тахометры широко применяются для измерения линейных скоростей (при предварительном преобразовании линейного перемещения в угловое), например, скорости спуска и подъема инструмента, механической скорости бурения.

### **Измерение частоты вращения ротора**

Измеритель частоты вращения ротора типа ИСП-1 представляет собой электрический тахометр и состоит из датчика – тахогенератора и показывающего прибора.

Механическая связь между валом ротора и тахогенератором осуществляется с помощью клиноременной передачи. Напряжение, вырабатываемое тахогенератором, прямо пропорционально частоте вращения ротора. Это напряжение измеряют вольтметром, отградуированным в единицах частоты вращения ротора.

### **3.3.5. Измерители крутящего момента**

Крутящий момент является важным параметром процесса бурения. Контроль крутящего момента на роторе дает возможность контролировать загрузку бурового инструмента в наиболее опасном верхнем сечении; дает возможность судить о загрузке привода и бурового станка, судить о состоянии скважины (зашламование, вывалы), о резких искривлениях ствола, о смене пород, о степени износа породоразрушающего инструмента. Измерение и регистрация крутящего момента позволяет судить о характере бурильных пород, о мощности, затрачиваемой на бурение и спуско-подъемные операции, и производить анализ баланса рабочего времени.

Знание крутящего момента необходимо и при свинчивании обсадных труб. Свинчивать обсадные трубы над устьем скважины с помощью механических ключей необходимо с определенным крутящим моментом (натягом резьбы). При этом, с одной стороны, обеспечивается герметичное соединение резьб, с другой – предотвращается их поломка.

Эти требования необходимо соблюдать и в случае свинчивания буровых труб, для чего используется измеритель крутящего момента на механическом ключе.

### **Принципы построения измерителей крутящего момента**

Съем сигнала, пропорционального крутящему моменту на роторе, может быть осуществлен со звеньев в цепи силовой передачи.

Передача крутящего момента сопровождается возникновением сил трения, напряжений кручения, скручиванием валов, изменением некоторых свойств материала валов; сопровождается возникновением тан-

генциальных и осевых сил, продольных сил растяжения в цепных передачах, сил сжатия. Таким образом, в качестве пропорциональных крутящему моменту имеем параметры: силу, напряжение, угол скручивания валов, изменение свойств материала и другие параметры в зависимости от звеньев цепи силовой передачи.

По принципу действия измерители крутящего момента можно разбить на четыре группы.

1. Работа приборов первой группы основана на свойстве ферромагнитных материалов изменять свою магнитную проницаемость под действием механических сжатий и растяжений, возникающих в материале при передаче крутящего момента. Изменение магнитной проницаемости фиксируется магнитоупругим преобразователем, на выходе которого создается переменная ЭДС, пропорциональная крутящему моменту. Эта ЭДС и измеряется прибором.

2. В приборах второй группы изменение крутящего момента вызывает перемещение механических деталей, воздействующее на мембрану, что приводит к изменению давления масла, измеряемого прибором манометрического типа.

3. Работа приборов третьей группы основана на зависимости между крутящим моментом, действующим на вал электродвигателя, и активной мощностью, потребляемой электродвигателем.

4. В приборах четвертой группы изменение момента вызывает пространственное перемещение деталей преобразователя, передаваемое с помощью сельсинной пары и реверсивного двигателя на показывающий и регистрирующий приборы.

Крутящий момент определяется произведением силы на плечо:  $M = F \cdot r$ . Имея в кинематике передачи крутящего момента  $M$  элемент радиусом  $r$  (вал, шестерня), можно при постоянстве  $r$ , измеряя силу  $F$ , контролировать крутящий момент (рис. 3.25). При этом сила  $F$  в общем случае может быть разложена на тангенциальную и осевую составляющие; в свою очередь тангенциальная составляющая при передаче крутящего момента цепными передачами с помощью оттяжных роликов может быть разложена на две составляющие.

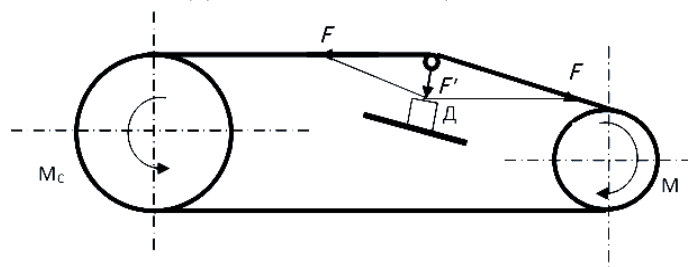


Рис. 3.25. Схема преобразования крутящего момента в силу в измерителе крутящего момента ротора



### **3.4. Аппаратура контроля эффективности бурения скважин**

Для оценки эффективности процесса бурения наиболее важной является аппаратура для измерения и регистрации углубки, измерители механической и рейсовой скорости бурения, регистраторы затрат мощности. Из названной группы наиболее важными для оперативной оценки процесса бурения являются измерители механической скорости бурения.

Применение измерителей механической скорости дает возможность оперативно влиять на процесс бурения, изменяя режимные параметры, добиваясь более высоких показателей. Расшифровка записей механической скорости, наряду с другими сведениями, дает возможность разрабатывать оптимальные режимы бурения в конкретных условиях.

Обобщающим показателем эффективности ведения основных процессов (бурение и СПО), критерием оптимизации является рейсовая скорость бурения. Но до настоящего времени нет приемлемых измерителей и регистраторов рейсовой скорости бурения. Во многом это объясняется большой трудностью создания простой и надежной аппаратуры для контроля прерывистых и разнородных по характеру процессов (углубка, расходка, подъем свечи, отвинчивание и т. д.).

#### **3.4.1. Измерители механической скорости бурения**

##### ***3.4.1.1. Точки съема сигнала для измерителей механической скорости бурения***

При разработке измерителей механической скорости бурения, как и другой БКИА, трудным и ответственным является вопрос выбора точки съема сигнала (ТСС) и выбора первичного преобразователя.

Измерители механической скорости бурения могут работать по двум схемам: измеряющие мгновенную механическую скорость и измеряющие среднюю механическую скорость. Измерители первой группы дают значение скорости бурения в каждый момент времени (мгновенные значения), т. е. наглядную картину изменения скорости. Измерители второй группы дают усредненные показания за определенное время или в определенном интервале. При малом интервале времени или углубки данные измерители обладают достоинствами измерителей первой группы. При значительных интервалах времени или углубки не сказывается влияние вибраций инструмента.

Сигнал для датчика механической скорости бурения может быть взят от поступательно движущихся синхронно с углубкой элементов буровой установки (ведущая штанга, вертлюг-сальник, талевый блок,

рабочие струны и ходовая ветвь талевой системы) или вращающихся частей (вал и барабан лебедки, ролики кронблока и талевого блока).

Анализ мест постановки и условий работы датчиков приводит к следующим выводам. Наиболее приемлемыми местами съема сигнала являются вал лебедки, ходовая ветвь талевой системы, ролики кронблока (первый или второй ролик).

#### **3.4.1.2. Регистратор механической скорости бурения РСБ-ТПУ**

Регистратор РСБ-ТПУ предназначен для геологоразведочных буровых станков с подачей инструмента с лебедки; в принципе может быть применен и при бурении скважин на нефть и газ.

Основными узлами регистратора являются пульт, датчик и самописец – миллиамперметр НЗ43. Схема датчика и индуктивных преобразователей показана на рис. 3.26, б, в.

Датчик регистратора 1 своим основанием 2 крепится на мачте 3 (рис. 3.26, а) и имеет тросовую связь 4 с вертлюгом-сальником 5. Тросик одним витком охватывает барабан датчика и преобразует поступательное движение инструмента во вращательное якоря 6 (рис. 3.24, а, б). Второй конец тросика прикреплен к каретке-контргрузу ( $F$ ) 7, движущейся по оттяжке 8 при перемещении вертлюга-сальника.

Принцип работы датчика заключается в выдаче чередующегося ряда импульсов напряжения  $U_d$  (от первого и второго индуктивных преобразователей), интервал во времени между которыми  $T_d$  соответствует углубке в 1 см. Интервал  $T_d$  заполняется стандартными импульсами. Сосчитанные стандартные импульсы за время  $T_d$  преобразуются в показания прибора – среднюю механическую скорость бурения в предыдущем интервале углубки в 1 см.

Индуктивные преобразователи 9 собраны на Ш-образном сердечнике, имеющем разомкнутую магнитную цепь. На среднем стержне расположена катушка с обмоткой возбуждения  $W1$ . На крайних стержнях расположены измерительные обмотки  $W2$  и  $W3$ , включенные последовательно и встречно. При замыкании пластинкой 10 якоря 6 зазора индуктивного преобразователя возникает наведенный импульс напряжения  $U_d$ , используемый для работы схемы.

Импульсы с индуктивных преобразователей датчика поступают на входы формирователей прямоугольных импульсов. С формирователей импульсы поступают на отдельные входы триггеров устранения влияния вибраций. При вибрациях каждым преобразователем выдается серия импульсов  $U_d$ , но схема воспринимает только первый импульс от каждого преобразователя. С выхода триггера импульсы поступают на

схемы временных импульсных задержек, выполненных на основе ждущего мультивибратора.

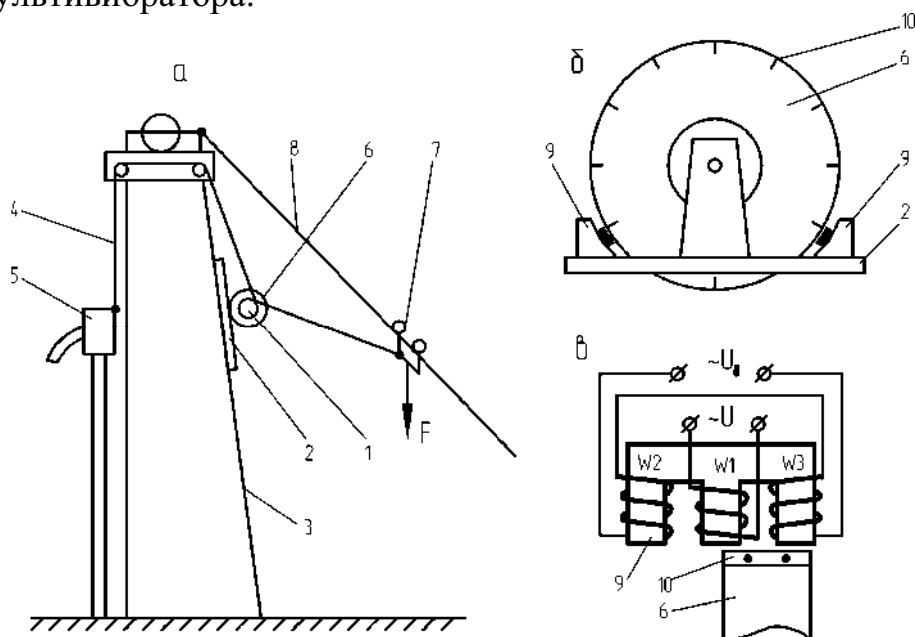


Рис. 3.26. Схема датчика регистратора РСБ-ТПУ и его монтажа на мачте:  
а – схема монтажа датчика; б – схема датчика;  
в – схема индуктивного преобразователя

Схема измерения включает счетчик со счетным входом, схему переноса на основе логических схем И, схему блокировки и служит для счета числа импульсов, поступающих с генератора эталонных импульсов за время  $T_d$  между смежными импульсами от двух индуктивных преобразователей. Счет импульсов производится в двоичной системе, максимальная емкость счетчика  $2^6$  (64 импульса). Каждому числу импульсов отвечает вполне определенное состояние триггеров, т. е. однозначно определяется скорость бурения. Начало и конец интервала счета  $T_d$  определяет импульс со схемы временных импульсных задержек, который с помощью ключа производит сброс счетчика в начале следующего (или в конце предыдущего) интервала, т. е. приводит счетчик в состояние, отвечающее 0 импульсов. После сброса счетчика начинается новый счет числа эталонных импульсов, пока следующий импульс со схемы временных импульсных задержек (или в конечном итоге с датчика) не сбросит счетчик снова на 0.

Перед сбросом счетчика, с помощью схемы переноса, выполненной на логических элементах, производится перенос (перезапись) числа сочитанных импульсов в схему памяти с целью дальнейшего их преобразования в показания прибора.

При высокой скорости бурения время  $T_d$  мало, и в схему счета пройдет и будет перенесено в схему памяти малое число импульсов.

При низкой скорости бурения число импульсов может оказаться более 64-х, например 74. 64-м импульсом триггеры схемы счета примут состояние 0, соответствующее состоянию сброса. Считывающий импульс с датчика перепишет в схему памяти 10 импульсов, что должно соответствовать высокой скорости бурения. Для устранения такого положения введена схема блокировки. Схема преобразования служит для запоминания числа импульсов с генератора, прошедших в схему счета за время  $T_d$  и преобразования этого числа в отсчеты показывающего и регистрирующего приборов. Схема содержит схемы памяти с отдельным запуском и цифроаналоговый преобразователь ЦАП. До перезаписи импульс с датчика, проходя через формирователь, производит сброс состояния триггеров памяти в положение 0 импульсов.

К выходам триггеров памяти подключен ЦАП, который преобразует число импульсов, записанных в память, в выходное напряжение  $U_{\text{вых}}$  (3.21), измеряемое электроизмерительными приборами (микроамперметр и самописец НЗ43) магнитоэлектрической системы, проградуированными в единицах скорости бурения

$$U_{\text{вых}} = K \cdot E \cdot (1 - m / 63), \quad (3.21)$$

где  $U_{\text{вых}}$  – выходное напряжение ЦАП;  $K$  – коэффициент пропорциональности;  $E$  – напряжение источника питания;  $m$  – число импульсов, записанных в память.

Если в память не записано ни одного импульса, стрелки приборов покажут максимальное значение скорости. При числе импульсов 63 и более стрелки приборов остаются на нуле.

Генератор эталонных импульсов предназначен для генерирования импульсов, заполняющих период  $T_d$ .

Для равномерной шкалы приборов при минимальной погрешности показаний схема содержит специальный генератор с автоматически изменяющейся длительностью эталонных импульсов, при этом скорость увеличения длительности эталонных импульсов выше скорости увеличения интервала  $T_d$ . Частота генератора эталонных импульсов меняется в зависимости от их числа, прошедших в схему счета.

Регистратор РСБ-ТПУ при незначительных изменениях схемы монтажа может быть применен на любых буровых станках и при любой подаче инструмента.

#### *Краткая техническая характеристика регистратора РСБ-ТПУ*

Диапазон измерения, м/ч .....	0–2, 0–20
Приведенная погрешность, % .....	±4,5
Источник питания .....	(220 ± 44) В, (50 ± 2) Гц

### 3.4.2. Определители рейсовой скорости бурения

Рейсовая скорость относится к технико-экономическим показателям процесса бурения скважин, и чем она выше, тем совершеннее процесс и ниже стоимость метра скважины.

Рейсовая скорость  $V_p$  определяется как отношение углубки  $H$  ко всему затраченному времени на рейс:

$$V_p = \frac{H}{T_б + T_{спо}}. \quad (3.22)$$

Для повышения рейсовой скорости необходимо увеличивать углубку  $H$ , сокращать время на бурение  $T_б$  и на СПО  $T_{спо}$ , а это означает: необходимо совершенствовать породоразрушающий инструмент и режимы бурения, механизировать и автоматизировать СПО, совершенствовать организацию труда и материально-техническое обеспечение.

Рейсовая скорость точно может быть определена после окончания рейса, но ее желательно знать в процессе бурения. Важным при этом является определение момента времени окончания бурения (углубки). В геологоразведочной практике признанным является правило: бурение в рейсе заканчивать при достижении максимальной рейсовой скорости. Для определения рейсовой скорости в процессе бурения время на подъем инструмента (или полностью СПО) приходится принимать по предыдущему рейсу, и это нередко вносит погрешность в измерение рейсовой скорости.

Измерители рейсовой скорости должны включать датчик углубки и счетчик времени. Большой технической сложностью является разработка датчика углубки. Точки съема сигнала углубки для измерителей рейсовой скорости будут те же, что и для измерителей механической скорости бурения.

Формула рейсовой скорости бурения может быть смоделирована (закон Ома):

$$I = \frac{U}{R_1 + R_2}. \quad (3.23)$$

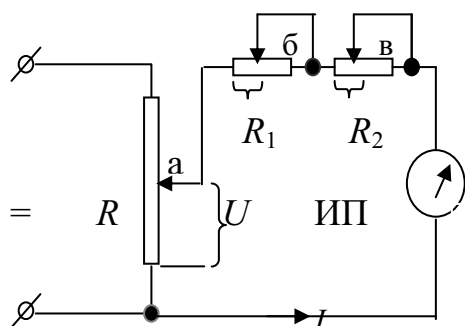


Рис. 3.27. Электрическая схема определителя рейсовой скорости бурения

На рис. 3.27 представлена электрическая схема, реализующая формулу (3.23).

Перемещение движка «а» связывается с датчиком углубки, движок «б» устанавливается бурильщиком в положение, соответствующее значению  $T_{\text{спо}}$ ; движок «в» перемещается счетчиком времени ( $T_6$ ).

### **3.5. Аппаратура для проведения исследований в скважинах**

Для решения многих гидрогеологических и инженерно-геологических задач необходимы детальные сведения о фильтрационных свойствах горных пород, проницаемых и водоносных пластах. Большими возможностями для получения данных сведений обладает метод расходомерии, основой которого является измерение потока воды, циркулирующей по стволу скважины. Для решения ряда других гидрогеологических задач необходимо проводить наблюдения за уровнем жидкости в скважинах.

Для решения вопроса снабжения подземными водами необходимы сведения по уровню (статическому и динамическому) воды и дебиту скважин при откачках.

#### **3.5.1. Аппаратура для замера дебита при откачках воды из скважин**

Проблема измерения дебита и уровня при откачках воды из скважин в настоящее время решается чаще раздельно: разрабатываются автономные дебитомеры и автономные уровнемеры. При этом внимание уделяется уровнемерам для наблюдательных (режимных) скважин, проблемой остается измерение уровня в возмущающей скважине.

При разработке аппаратуры основной целью ставится повышение точности измерений, получение линейных характеристик, повышение надежности работы датчиков и аппаратуры в целом. Развитие аппаратуры идет по путям: комплексирования (объединение в одном комплексе измерителей дебита и уровней в нескольких скважинах – КПВ-4 ВЕГИНГЕО, СДУ-ТПУ), уменьшения габаритов и массы поверхностных мерных емкостей без снижения точности измерений, перенесение датчиков дебита в скважину с использованием тахометрического принципа измерения, повышения точности измерений дебита ( $\pm 5\%$ ) и уровня ( $\pm 1$  см).

##### **3.5.1.1. Комплексная аппаратура СДУ-ТПУ**

Комплексная аппаратура СДУ-ТПУ (скважинный дебитомер-уровнемер) предназначена для измерения и регистрации дебита и уровня воды в одиночных гидрогеологических скважинах и скважинах на воду при откачках погружными насосами с электроприводом или эр-

лифтной установкой, для измерения и регистрации уровня воды в центральной (возмущающей) скважине и уровней в наблюдательных скважинах (до девяти) при проведении гидрогеологических исследований.

Аппаратура СДУ-ТПУ включает скважинные датчики дебита и уровня, наземный измерительный блок и одноканальный самописец. Скважинные датчики с поверхностным измерительным блоком соединяются каротажным кабелем.

Опрос датчиков производится автоматически через заданное время с поочередной записью параметров в аналоговой форме на ленту одноканального самописца. На пульте размещены три показывающих прибора, фиксирующие дебит и уровень в возмущающей скважине и уровень в опрашиваемой в данный момент наблюдательной скважине.

В аппаратуре принят датчик дебита тахометрического типа с магнитным прерывателем тока и манометрический датчик уровня (рис. 3.28). Датчик дебита монтируется в водоподъемных трубах (ниже или выше устья скважины), датчик уровня устанавливается под зеркало воды на фиксированной глубине.

Основой датчика дебита является ось 2 (рис. 3.28, а) с крыльчаткой, которая вращается под воздействием потока жидкости  $Q$ . На оси смонтирована пластинка постоянного магнита 3. При каждом обороте крыльчатки под воздействием поля магнита замыкаются контакты герметизированного контакта (геркона) 4, и в измерительную схему поступает импульс напряжения. Частота следования импульсов пропорциональна расходу  $Q$ .

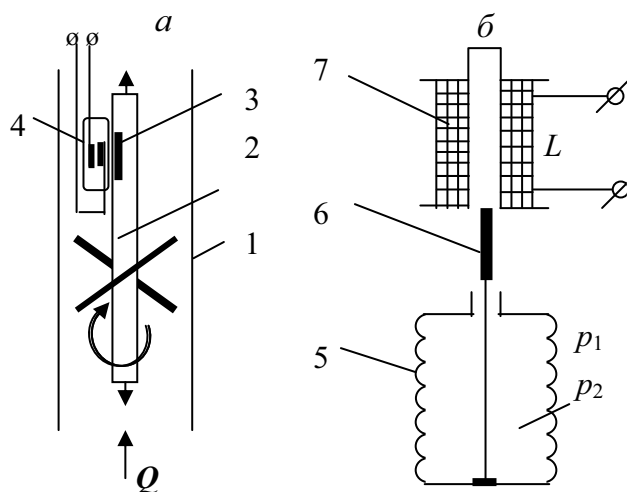


Рис. 3.28. Схемы датчиков дебита (а) и уровня (б):  
 1 – корпус (труба); 2 – ось с крыльчаткой; 3 – пластинка постоянного магнита; 4 – геркон; 5 – сильфон; 6 – ферромагнитный сердечник; 7 – индуктивная катушка

Чувствительным элементом датчика уровня является сильфон с преобразователем перемещения в электрический сигнал (рис. 3.28, б). Путем измерения гидростатического давления столба жидкости производится слежение за уровнем. С помощью сильфонного преобразовате-

ля 5 разность давлений ( $p_1 - p_2$ ) преобразуется в ход ферромагнитного сердечника 6 и далее с помощью индуктивного преобразователя 7 – в электрический сигнал (индуктивность  $L$  является плечом мостовой измерительной схемы).

На рис. 3.29 показаны две схемы скважинных компоновок датчиков. При откачке насосами типа ЭЦВ (выдача плавного потока) датчик дебита 1 монтируется в водоподъемных трубах у устья (или выше) скважины (рис. 3.29, а). При эрлифтной откачке (выдача пульсирующего потока) датчик дебита ставится на входе водоподъемных труб ниже смесителя на 5–10 м (рис. 3.29, б). Датчик уровня 2 при любом виде откачки может быть спущен прикрепленным к водоподъемным трубам или в контейнере 3, или отдельно в зазор между трубами; при любом варианте монтажа датчик уровня должен находиться ниже максимально возможного понижения на 0,5–1,0 м. Датчики уровня в наблюдательных скважинах опускаются на тросике также на фиксированную глубину ниже максимально возможного понижения на 0,5–1 м.

Дополнительная оснастка (подвеска, пакеры) позволяют использовать комплекс при эрлифтной откачке без применения водоподъемных труб в скважинах, закрепленных трубами диаметром 89, 108, 127, 146 мм.

Опрос параметров (дебит, уровень в центральной скважине, уровни в наблюдательных скважинах) производится последовательно автоматически через заданное время; время записи одного параметра также устанавливается оператором. Опрос уровней в наблюдательных скважинах может быть сделан оператором в любое время.

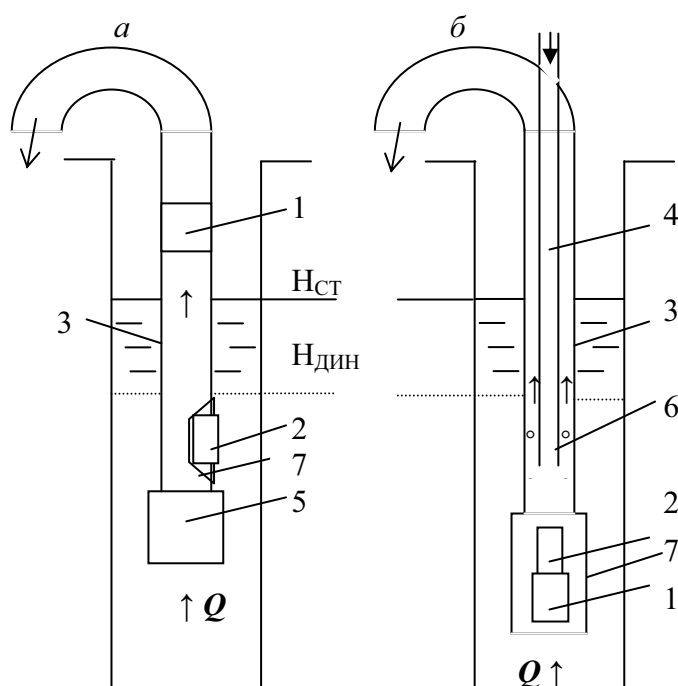


Рис. 3.29. Схемы скважинных компоновок датчиков:  
а – при откачке центробежным насосом; б – при откачке эрлифтной установкой;  
1 – датчик дебита; 2 – датчик уровня; 3 – водоподъемные трубы;  
4 – воздушные трубки;  
5 – электронасос; 6 – смеситель;  
7 – контейнер



### Техническая характеристика СДУ-ТПУ

Характер потока воды при откачке .....	пульсирующий (эрлифтной установкой) и плавный поток (насосами типа ЭЦВ)
Тип датчика дебита .....	тахометрический
Тип датчика уровня .....	манометрический
Характер измерения параметров .....	непрерывный
Характер записи параметров .....	в аналоговой форме
Цикл опроса и порядок записи .....	дебит, уровень в возмущающей скважине, уровни в наблюдательных скважинах
Время записи одного параметра, с .....	4, 8, 16, 32
Время между циклами опроса параметров, мин .....	5, 15, 30, 60
Диапазон измерения дебита, л/с .....	0–20
Диапазон измерения уровня, м .....	0–10
Погрешность измерения параметров, % .....	±5
Канал связи .....	проводной
Размеры датчика дебита (диаметр, длина), мм .....	89; 965
Размеры датчика уровня (диаметр, длина), мм .....	27; 730
Источник питания ( $220 \pm 44$ ), В .....	50 Гц
Напряжение питания датчиков, В	
дебита .....	6
уровня .....	36

### 3.5.2. Аппаратура для контроля статике и динамики подземных вод

#### 3.5.2.1. Классификация и общая схема скважинных уровнемеров

Уровнемеры предназначены для измерения уровня жидкости (главным образом воды) в скважинах при бурении, при гидрогеологических исследованиях, при откачках и для наблюдения за изменением уровня в скважинах в течение длительного времени, для измерения уровня в емкостях (в частности в зумпфе).

По *принципу действия* уровнемеры весьма разнообразны:

- механические (поплавковые);
- гидростатические (действие столба жидкости на заглубленный манометрический преобразователь);
- пьезоэлектрические (работающие по принципу измерения давления воздуха, вдуваемого под слой жидкости);
- акустические (время прохождения ультразвуковых волн до зеркала воды или в слое воды);

- электрические (емкостные, электрического сопротивления);
- гидродинамические, радиоактивные, фотоэлектрические, объемные, тепловые, весовые и др.

В зависимости от *характера показаний* уровнемеры подразделяются на фиксирующие значения уровня непрерывно, дискретно с изменением уровня на заданную глубину и фиксирующие максимальное и минимальное значение уровня.

В зависимости от *целей наблюдения* за уровнем уровнемеры подразделяются на уровнемеры разовых замеров, периодических замеров (измеряющие уровень через заданное время) и уровнемеры непрерывного наблюдения.

По *виду предоставляемой информации* уровнемеры подразделяются на уровнемеры индикации (звуковые, световые, электрические сигналы), с измерительными приборами и с графической записью – самописцы; более сложные комплексы включают измерительные показывающие приборы и регистраторы.

В зависимости от *расстояния передачи информации* уровнемеры подразделяются на уровнемеры местного и дистанционного измерения.

В зависимости от *вида чувствительного элемента* уровнемеры подразделяются на поплавковые, с электрическим чувствительным элементом, с упругим чувствительным элементом.

В зависимости от *способа измерения* уровнемеры подразделяются на две группы: уровнемеры, непосредственно измеряющие уровень, т. е. следящие за изменением положения зеркала жидкости (контактные и бесконтактные), и уровнемеры, косвенно измеряющие уровень.

Из уровнемеров косвенного слежения за уровнем воды наиболее простыми конструктивно являются уровнемеры, включающие манометрического типа преобразователь давления столба жидкости, установленный на фиксированной глубине и при необходимости (например, при больших понижениях при откачках воды) приспускаемый также на фиксированную глубину.

В связи с тем, что плотность и температура жидкости в скважине стабильны, изменение давления столба жидкости над датчиком без особой погрешности отражает колебания уровня. Для более точных измерений предусматриваются параллельные наблюдения за барометрическим давлением, или это решается путем измерения алгебраической суммы сигналов, отражающих давление столба жидкости и барометрическое давление.

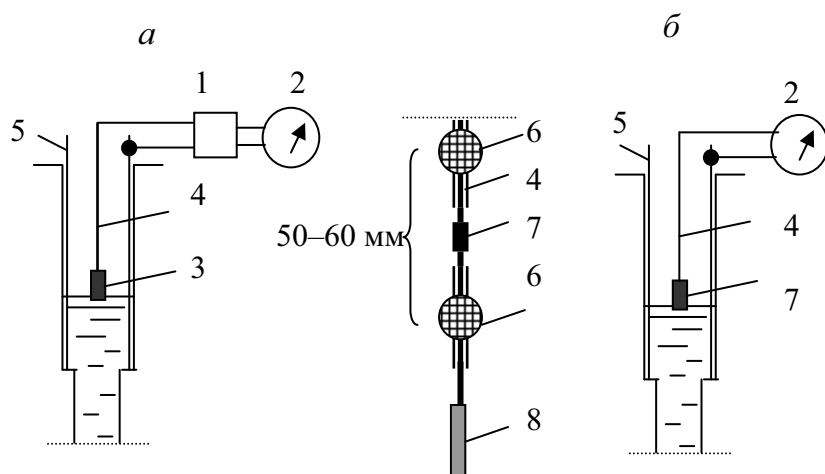
В практике сооружения скважин и проведения гидрогеологических исследований наибольшее распространение получили контактные уровнемеры, непосредственно измеряющие уровень. В качестве чув-

ствительного элемента используются поплавки и электродные группы. Соприкосновение чувствительного элемента с зеркалом воды может быть периодическим (взятие замеров в нужное время) или постоянным, что определяется технологией работ. В качестве линии связи используются ленты, шнуры, тросики, электрические провода, которые часто одновременно выполняют роль измерительного инструмента.

Колебания уровня воды преобразуются в перемещение гибкого звена, что используется для работы перописца, отсчетного цифрового устройства, перфоратора ленты и других механизмов регистрации уровня.

Точность измерения уровня воды контактными уровнемерами при использовании механической линии связи с поверхностными вторичными преобразователями зависит от многих факторов: кривизны и шероховатости стенок скважины и обсадных труб, трения в подшипниках направляющего ролика, трения проволоки (тросика) о стенки скважины.

На рис. 3.30, *а* представлена общая схема многих электрических скважинных уровнемеров, используемых при разовых (периодических) замерах в случае нахождения зеркала жидкости в закрепленной части скважины.



*Рис. 3.30. Схема уровнемера:*

*а* – с электронным реле; *б* – с гальванической парой; 1 – электронное реле;  
2 – микроамперметр; 3 – электрод; 4 – измерительный провод;  
5 – обсадная труба; 6 – изолятор диаметром 8–10 мм;  
7 – трубочка из цинковой пластинки 10 × 10 мм; 8 – грузик

Уровеньмер включает рулетку с изолированным измерительным проводом 4, на конце которого закрепляется электрод (контактная группа) 3, в рулетку вмонтировано электронное реле 1 с источником питания и микроамперметр 2 на 50...100  $\mu\text{A}$  в качестве индикатора. Одним из проводников является обсадная труба 5. При контакте электрода с

водой замыкается электрическая цепь, что вызывает срабатывание электронного реле и подачу сигнала на микроамперметр; отсчет берется по измерительному проводу.

На рис. 3.30, б представлена электрическая схема уровнемера с гальванической парой, во многом повторяющая первую схему. Уровнемер предназначен для измерения уровня воды в закрепленных скважинах, включает рулетку с измерительным изолированным проводом 4 и микроамперметр 2 на 50–100  $\mu\text{A}$ . Оголенный конец провода обернут цинковой пластинкой 7. При соприкосновении электрода с водой образуется гальваническая пара Zn–Fe; момент соприкосновения четко фиксируется по микроамперметру. Отсчет берется при подъеме – при размыкании электрической цепи. Диапазон измерений – до 100 м; предел допускаемой основной погрешности  $\pm 0,5$  см.

### 3.5.2.2. Уровнемер УНВ-ТПУ

Уровнемер УНВ-ТПУ предназначен для наблюдения за понижением столба жидкости при проведении гидрогеологических исследований экспресс-методом путем налива воды в скважину.

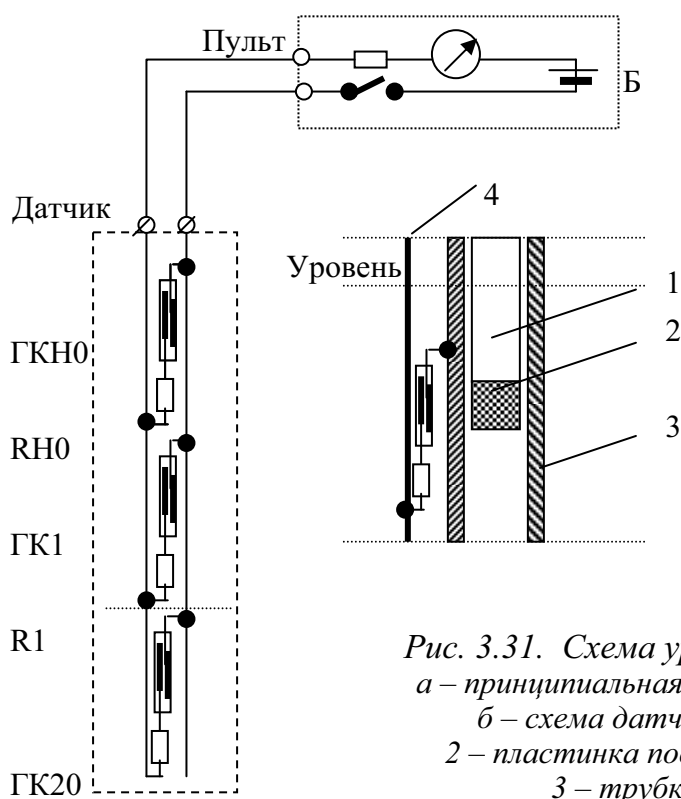


Рис. 3.31. Схема уровнемера УНВ-ТПУ:  
а – принципиальная электрическая схема;  
б – схема датчика; 1 – поплавок;  
2 – пластинка постоянного магнита;  
3 – трубка; 4 – кабель

Уровнемер включает скважинный датчик и наземный пульт-индикатор (рис. 3.31). Датчик с пультом соединяются двухжильным кабелем. Датчик представляет собой колонну, собранную из пяти метро-

вых трубок 3 диаметром 20 мм из неферромагнитного электропроводного материала (латунные, медные, титановые, из нержавеющей неферромагнитной стали трубки), на наружной поверхности которых через 25 см в стаканчиках из неферромагнитного материала закреплены герметизированные контакты (герконы-ГК) с резисторами, а внутри помещен поплавок 1 с пластинкой постоянного магнита 2. Одним из проводников является сама трубка датчика, и при свинчивании трубок производится соединение этих проводников. Отрезки второго проводника при сборке датчика соединяются с помощью штеккерных разъемов и далее – с одной из жил кабеля. Вторая жила кабеля соединяется с корпусом датчика.

Принцип работы уровнемера заключается в следующем. При прохождении пластинки магнита около геркона под воздействием магнитного поля контакт замыкается, и электроизмерительный прибор ИП дает отсчет в соответствии с величиной сопротивления резистора  $R_i$ .

С помощью уровнемера можно замерять понижения до 5-и, 10-и, 15-и и более метров, приспуская датчик на 5 м после каждого понижения уровня на длину колонны трубок (5 м).

Спуск датчика производится на тросике или кабеле до налива воды в скважину. В момент срабатывания нижнего геркона ГК20 (питание включено) фиксируется статический уровень, на кабеле у устья скважины делается метка, датчик приподнимается и через каждые 5 м делается метка. Высота приподъема определяется высотой столба воды (повышением уровня при наливе), например при высоте столба 10 м делается один приподъем на 5 м.

При включенном питании уровнемера производится налив воды в скважину. При повышении уровня свыше 5 м (если датчик приподнят на 5 м) через каждые 25 см срабатывают герконы (ГК20–ГК1,  $R_{20} \div R_1$ ), что фиксируется отклонением стрелки прибора до отсчетов 20; 19;...1. И при достижении столба воды в 10 м срабатывает геркон ГКНО нулевого отсчета, стрелка прибора отклоняется на полную шкалу. При продолжении налива поплавки поднимаются выше нулевого геркона, что фиксируется возвращением стрелки прибора в начало шкалы.

Налив воды прекращается, уровень падает, и в момент срабатывания нулевого геркона включается секундомер. Через 25 см понижения уровня срабатывает первый геркон, отмечается время падения уровня на 25 см и т. д., пока не сработает двадцатый геркон, что соответствует падению уровня на 5 м. Затем датчик приспускается на 5 м (до метки на кабеле), и уже следующее срабатывание геркона ГК1 будет соответствовать понижению 5,25 м, геркона ГК2 – 5,5 м и т. д.

Эффективность применения уровнемера УНВ-ТПУ особенно высока при низких статических уровнях.

### **3.6. Неразрушающий контроль бурового оборудования и инструмента**

Успешное выполнение буровых работ неразрывно связано с эффективностью и надежностью геологоразведочной техники и инструмента, в том числе и бурильных колонн. Надежность же бурильных колонн с ростом глубин скважин и форсирования режимов бурения резко снижается. Стремление к безаварийной работе приводит к недоиспользованию возможностей бурового оборудования и породоразрушающего инструмента. В связи с этим большое значение приобретает применение методов неразрушающего контроля бурильных колонн непосредственно при бурении скважин.

#### **3.6.1. Классификация основных методов неразрушающего контроля**

Основными методами неразрушающего контроля в общепромышленной практике являются: ультразвуковой, магнито-порошковый, капиллярный, вихретоковый, радиационный, акустико-эмиссионный, магнитоферро-метрический, визуальный.

Для контроля за состоянием бурового оборудования и инструмента наибольшее распространение получили три метода неразрушающего контроля: ультразвуковой, магнито-порошковый и капиллярный.

При бурении скважин в эксплуатационных условиях применяются следующие виды контроля (эксплуатационный контроль в отличие от входного – контроль нового оборудования и инструмента):

- обнаружение усталостных трещин в высаженных концах стальных бурильных труб и грузоподъемного оборудования;
- контроль толщины стенок бурильных и колонковых труб;
- обнаружение износа труб;
- контроль износа по наружному диаметру замков и муфт;
- контроль толщины стенки у опорного торца внутренней резьбы УБТ.

#### **3.6.2. Аппаратура для контроля технического состояния бурильных труб**

Контроль за техническим состоянием бурильных труб, своевременная выбраковка изношенных бурильных труб, выявление дефектов позволяют избежать ряд осложнений и аварий при бурении скважин, тем самым повысить технико-экономические показатели.

Для контроля за состоянием бурильных труб применяется ультразвуковой дефектоскоп ДБТ, толщиномер Т1, «Кварц-15», детектор износа ДИТ.

### 3.6.2.1. Дефектоскоп бурильных труб ДБТ

Дефектоскоп бурильных труб предназначен для обнаружения усталостных трещин на высаженных концах бурильных труб геологоразведочного сортамента без разборки резьбовых соединений в полевых условиях во время СПО и на стеллажах. Дефектоскоп обнаруживает трещины глубиной 0,5 мм и более, развивающиеся как с внешней, так и с внутренней поверхности трубы. Дефектоскоп можно использовать для контроля бурового оборудования и инструмента, механизмов.

В основу работы ДБТ положен импульсный эхо-метод ультразвуковой дефектоскопии. Пьезодатчик генерирует короткий ультразвуковой сигнал (импульс), который через слой контактной жидкости (воды) вводится в изделие. Импульс отражается от торцевой части труб и от дефектов, расположенных в ее высаженной части. Отраженные импульсы принимаются тем же пьезодатчиком, который после излучения пьезоимпульса работает в режиме приема. Сигнал от противоположной поверхности («дна») изделия приходит позднее, чем сигнал от дефектов, что дает возможность обнаружить последние. Конструктивное выполнение пьезодатчиков дефектоскопа ДБТ обеспечивает распространение импульсов под острым углом к наружной поверхности контролируемого объекта. Это позволяет производить дефектоскопию высаженных концов бурильных труб без разборки резьбовых соединений.

Схема распространения ультразвуковых импульсов показана на рис. 3.32, а схема соединения узлов ДБТ – на рис. 3.33.

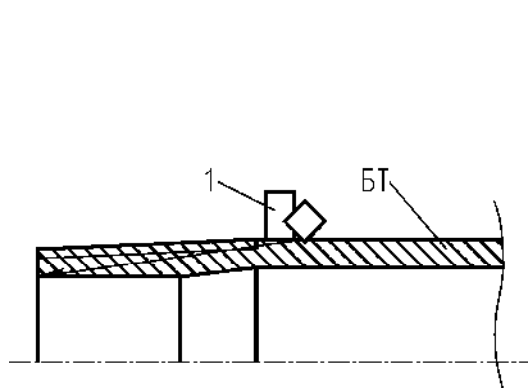


Рис. 3.32. Схема распространения импульсов: 1 – датчик

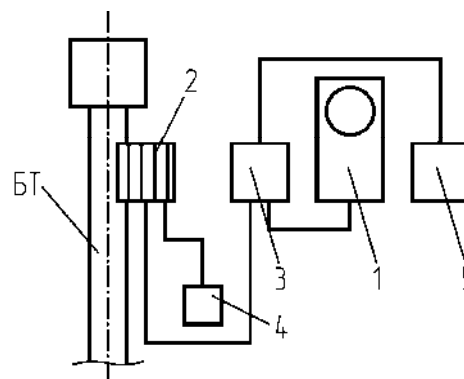


Рис. 3.33. Схема соединений ультразвуковых узлов ДБ

Дефектоскоп ДБТ состоит из следующих основных узлов (рис. 3.33): ультразвукового дефектоскопа ДУК66П (показывающего прибора) 1, блока датчика 2, генераторно-усилительной приставки (ПГУ) 3, водяного насоса 4 и блока питания 5.

В блоке датчика (рис. 3.34) имеется призма 1, с помощью которой он строго определенным образом устанавливается оператором на контроли-

руемой трубе. В призме с гарантированным зазором от поверхности трубы закреплен пьезодатчик 2 (типа ИЦ-3Б). Пьезодатчик окружен резиновым уплотнением, образующим вместе с поверхностью трубы замкнутую камеру, в которую от насоса подается вода, обеспечивая акустический контакт пьезодатчика с материалом контролируемой трубы.

Расход воды регулируется краном 3, установленным на датчике. В блоке датчика смонтированы две сигнальные лампы 4, одна из которых (зеленая) позволяет контролировать качество акустического контакта и правильность установки относительно торца трубы, а другая (красная) загорается при появлении дефекта. К блоку датчика подведены электрический кабель, радиокабель от генераторно-усилительной приставки и шланг от насоса.

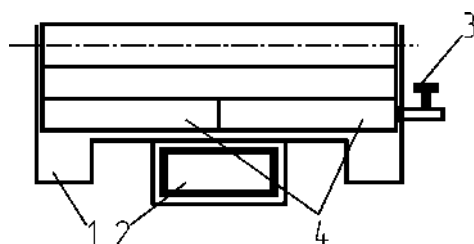


Рис. 3.34. Блок датчика ДБТ

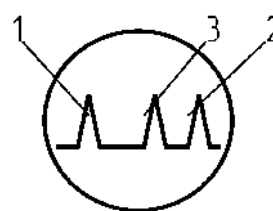


Рис. 3.35. Расположение импульсов на экране дефектоскопа

Если блок датчика на контролируемой трубе установлен правильно, то на экране дефектоскопа ДУК66П появляются два импульса: зондирующий 1 и донный 2, а при наличии трещины между этими импульсами появляется третий – от дефекта 3 (рис. 3.35).

Когда появляется донный импульс, блок ПГУ вырабатывает сигнал, управляющий цепью включения зеленой лампы блока датчика. При появлении импульсов от дефекта блок ПГУ автоматически включает красную лампу. Таким образом обеспечивается возможность контроля буровых труб без непрерывного наблюдения по экрану дефектоскопа ДУК66П. Это позволяет затрачивать на дефектоскопию одного высаженного конца трубы не более 1,5 мин.

#### Техническая характеристика дефектоскопа ДБТ

Минимальная глубина обнаружения трещин, мм .....	не менее 0,5
Источник питания насоса .....	(220 ± 44) В, 50 Гц
показывающего прибора .....	36 В, 50 Гц
Рабочая частота, МГц .....	5
Расход воды для контроля колонны труб 1000 м, л .....	300
Время самопрогрева, мин .....	не более 5
Рабочая температура окружающего воздуха, °С .....	от –10 до +40
Масса прибора, кг .....	35



В комплект ДБТ входят: датчик, вторичный прибор ДУК66П (или ДУК-66ПМ, или УД-11ПУ), приставка генераторно-усилительная ПГУ, насос НЭБ-1/20, имитатор трещин (образец трубы с искусственным дефектом в высаженной части), вентиль, блок питания, комплект ЗИП.

### 3.6.2.2. Толщиномер Т-1

Толщиномер Т-1 предназначен для измерения толщины стенок стальных бурильных труб геологоразведочного сортамента в полевых условиях без нарушения их целостности, позволяет отбраковывать бурильные трубы, непригодные для дальнейшей эксплуатации, кроме того, по сравнению с шаблоном исключает преждевременную отбраковку труб, которые еще можно использовать. При помощи толщиномера Т-1 можно определять износ труб не только по наружному, но и по внутреннему диаметру.

В основу аппаратуры положен электрический метод измерения толщины. Метод заключается в измерении электрического сопротивления участка трубы с помощью четырех электродов (рис. 3.36), вмонтированных в портативный датчик.

К наружной поверхности трубы прикладываются две пары электродов. Через одну пару (токовую 1–4) пропускается постоянный ток, а с помощью другой (потенциальной 2–3) определяется величина падения напряжения на измеряемом участке трубы. Величина падения напряжения зависит от толщины стенки.

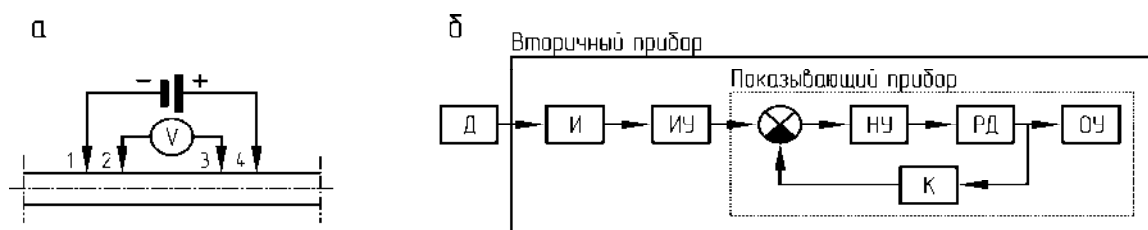


Рис. 3.36. Толщиномер Т-1:

а – схема измерения; б – блок-схема толщиномера

Напряжение, снимаемое с потенциальных электродов датчика Д, инвертируется вибропреобразователем и поступает на измерительный усилитель ИУ, с выхода которого подается на вход показывающего прибора. Показывающий прибор имеет компенсационную схему измерения. Напряжение датчика, предварительно усиленное ИУ, сравнивается с напряжением компенсатора (К), выходное напряжение которого пропорционально углу поворота его ротора. Разность напряжений  $\Delta U$  подается на вход нуль-усилителя НУ. Напряжение, усиленное нуль-усилителем, поступает на управляющую обмотку реверсивного двигателя РД, который поворачивает ротор компенсатора. При равновесии измерительной схемы напряжения уравниваются, и двигатель останавливается.

ливается. Каждому значению измеряемой величины соответствует определенное угловое положение ротора компенсатора. С ротором компенсатора кинематически связано отсчетное устройство ОУ, стрелка которого указывает величину измеряемого параметра по шкале.

В шкальном механизме смонтирована регулируемая уставка минимально допустимого значения толщины стенки. Контактная группа уставки устанавливается в любую точку в пределах шкалы. Если толщина стенки измеряемой трубы окажется ниже значения уставки, то на передней панели прибора загорается сигнальная лампа.

Прибор калибруется по эталону трубы (калибру), входящему в комплект поставки.

#### *Краткая техническая характеристика толщиномера Т-1*

Пределы толщины измеряемых стенок, мм .....от 1 до 6  
 Погрешность прибора, мм .....  $\pm 0,3$   
 Источник питания ..... 36 В, 50 Гц  
 Температура окружающей среды, °С ..... от  $-30$  до  $+50$

#### **3.6.2.3. Ультразвуковой толщиномер «Кварц-15»**

Толщиномер «Кварц-15» предназначен для измерения толщины стенок бурильных труб, подвергающихся в процессе бурения износу как по наружному, так и по внутреннему диаметру. Прибор может производить измерение толщины стенки изделий из материалов с затуханием ультразвуковых колебаний на частоте 2,5 МГц до 0,43 дБ/см, скорость распространения ультразвуковых колебаний в которых находится в пределах 4300 (латунь) – 6400 (алюминий) м/с при температуре поверхности исследуемых изделий от  $-50$  до  $+600$  °С. Прибор предназначен для эксплуатации в полевых, цеховых и лабораторных условиях (в т. ч. во взрывоопасных помещениях и наружных установках).

#### *Техническая характеристика толщиномера «Кварц-15»*

Диапазон измерения, мм ..... 1–300  
 Основная погрешность (в мм) в диапазоне толщин, мм:  
     1–10 ..... 0,2  
     10–300 .....  $\pm(0,01...0,1)$   
 Дополнительная погрешность (в мм) при изменении температуры окружающей среды от  $+(20 \pm 5)$  °С на каждые 10 °С в диапазоне  $(-30...+50)$  °С:  
     для толщин 1–10 мм .....  $\pm 0,1$   
     для толщин 10–300 мм .....  $\pm(0,005...0,05) \cdot h$   
     ( $h$  – измеряемая толщина)

В состав толщиномера входят: прибор «Кварц-15», преобразователи, контрольные образцы, блок питания, блок зарядного устройства, комплект ЗИП, комплект кабелей, жилет.

#### **3.6.2.4. Детектор износа бурильных труб ДИТ**

Детектор износа бурильных труб ДИТ предназначен для контроля износа бурильных труб в процессе спуско-подъемных операций и подачи сигналов в случае уменьшения наружного поперечного размера бурильной трубы на величину, превышающую 3 % от номинального значения диаметра. Отбраковка труб (при подаче сигнала) производится при подтверждении предельного износа толщиномером «Кварц-15».

Применение индикатора ДИТ совместно с толщиномером «Кварц-15» (или Т-1) дает возможность значительно увеличить производительность контроля бурильных труб.

В основу работы детектора положен токовихревой метод контроля. Сущность метода вихревых токов заключается в следующем. Контролируемую трубу помещают внутри катушки-датчика. По обмотке катушки пропускается переменный ток, создающий внутри нее переменное магнитное поле, которое индуцирует внутри (в толще) трубы вихревые токи. Магнитное поле вихревых токов, в свою очередь, образует свое поле, направленное навстречу основному, в результате чего напряженность поля ослабевает. Таким образом, при взаимодействии первичного поля и поля вихревых токов изменяются электромагнитные параметры катушки.

С другой стороны, электромагнитные параметры катушки зависят от геометрических размеров трубы, являющейся сердечником датчика. Включив катушку датчика в мост переменного тока и измеряя ее активное и реактивное сопротивление, можно судить о параметрах трубы, в частности, о ее геометрических размерах.

На рис. 3.37 представлена структурная схема ДИТ. Напряжение, снимаемое с генератора, подается на усилитель мощности и используется для питания моста переменного тока, в плечо которого включен проходной датчик. Напряжение разбаланса моста подается на избирательный фильтр, с которого напряжение основной гармоники, предварительно усиленное, подается через выпрямитель на контактный микроамперметр. В микроамперметре смонтирована регулируемая уставка минимально допустимого диаметра бурильной трубы.

Уставка устанавливается в любой точке в пределах шкалы. Если диаметр бурильной трубы окажется ниже значения уставки, то на передней панели прибора загорается сигнальная лампочка «предел износа».

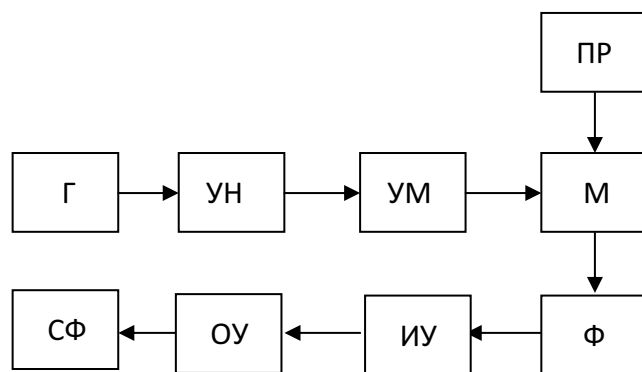


Рис. 3.37. Структурная схема ДИТ:

ПР – преобразователь; Г – генератор; УН – усилитель напряжения;  
УМ – усилитель мощности; М – мост; СФ – сигнальный фонарь;  
ОУ – отсчетное устройство; ИУ – измерительный усилитель; Ф – фильтр

### Техническая характеристика ДИТ

Диапазон регулировки порога сигнализации, %, ..... 2–6  
от наружного поперечного размера трубы .....  
Отклонение показаний прибора в эксплуатационных  
условиях от верхнего значения шкалы .....  
показывающего прибора, % ..... не более  $\pm 5$   
Источник питания .....  $(36/220 \pm 7,2/44)$  В,  $50 \pm 1$  Гц  
Потребляемая мощность, В·А ..... не более 15  
Влажность окружающего воздуха при температуре  $+35^\circ\text{C}$ , % ..... до 95  
Габариты, мм:  
вторичного прибора .....  $215 \times 350 \times 380$   
датчика (диаметр, высота) ..... 225; 470  
Состав ДИТ: ..... датчик, пульт, крюк, фонарь сигнальный,  
комплект кабелей, комплект ЗИП.

### Контрольные вопросы

1. Что такое буровой технологический комплекс (БТК)? Структурная схема БТК.
2. Основные классификации наземной буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА). Раскрыть содержание каждой классификации.
3. Точки съема сигнала (ТСС) для измерителей веса снаряда и осевой нагрузки, их анализ.
4. Гидравлический индикатор веса снаряда и осевой нагрузки ГИВ-6: назначение, состав, монтаж индикатора, принципиальная схема работы ГИВ-6; конструкция диаграммного диска; порядок задания осе-

вой нагрузки на долото, определения нагрузки на вышку (мачту) с помощью индикатора ГИВ-6.

5. Магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки МКН-1: назначение, состав, монтаж; структурная схема. Пояснить режимы работы измерителя.

6. Классификация измерителей давления жидкости и газа.

7. Магнитоупругий измеритель давления МИД: назначение, состав, монтаж измерителя. Электрическая схема измерителя, работа.

8. Классификация способов и средств измерения расхода жидкости.

9. Классификация расходомеров промывочной жидкости по месту съема сигнала.

10. Электромагнитные расходомеры промывочной жидкости.

11. ТСС для датчиков измерителей частоты оборотов породоразрушающего инструмента.

12. ТСС для измерителей механической скорости бурения, их анализ.

13. Регистратор механической скорости бурения РСБ-ТПУ: назначение, состав, монтаж; принцип работы датчика.

14. Определители рейсовой скорости бурения. Принципы построения определителей.

15. Порядок работы при обработке диаграмм записи параметров технологического процесса бурения.

16. Аппаратура СДУ-ТПИ для замера дебита при откачках воды из скважин: комплектность, монтаж, принцип работы датчиков.

17. Скважинный уровнемер УНВ-ТПУ: принцип работы датчика, производство измерений.

18. Дефектоскоп бурильных труб ДБТ: назначение, принцип работы датчика, производство измерений.

19. Толщиномер Т-1: назначение, принцип работы датчика, производство измерений.

### **Список литературы**

1. Васильев А.С. Основы метрологии и технические измерения: учеб. пособие для сред. ПТУ. – 2-е изд., перераб. и доп. – М: Машиностроение, 1988. – 240 с.

2. Демихов В.И., Леонов А.И. Контрольно-измерительные приборы при бурении скважин. – М.: Недра, 1980. – 304 с.

3. Демихов В.И. Метрологическое обеспечение процессов бурения скважин. – М.: Недра, 1984. – 166 с.

4. Демихов В.И. Средства измерения параметров бурения скважин: справочное пособие. – М.: Недра, 1990. – 269 с.

5. Мальцев А.В., Дюков Л.М. Приборы и средства контроля процессов бурения: справочное пособие. – М.: Недра, 1989. – 253 с.
6. Основные термины в области метрологии: словарь-справочник / М.Ф. Юдин, М.Н. Селиванов, О.Ф. Тищенко, А.И. Скороходов; под ред. Ю.В. Тарбеева. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 113 с.
7. Петров А.И. Глубинные приборы для исследования скважин. – М.: Недра, 1980. – 224 с.
8. Стародуб К.Я., Михайлов Н.Н. Синхронные передачи и следящие системы. – М.: Машиностроение, 1971. – 280 с.
9. Субботин С.С., Михайленко В.И. Дефектоскопия нефтяного оборудования и инструмента при эксплуатации. – М.: Недра, 1981. – 213 с.
10. Храменков В.Г. Контроль и автоматизация технологических процессов при бурении геологоразведочных, нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004, 2008.

## 4. БУРОВЫЕ АВТОМАТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

В литературе и практике буровые автоматические системы получили название «буровые автоматические регуляторы» (БАР). Однако по классическому определению автоматическая система включает в себя объект регулирования и регулятор. И в дальнейшем термин БАР будет относиться к буровой автоматической системе. При рассмотрении буровых автоматических систем регулирования многими авторами часто приводится описание регулятора и основных звеньев объекта регулирования, и в целом это называется также буровым автоматическим регулятором – БАР.

Ниже описываются в качестве примеров «классические» системы подачи инструмента (долота) как историческая справка. Описываемые регуляторы работают по жесткому алгоритму.

В настоящее время используются компьютеризированные системы управления процессом бурения, описанные в разделе 5.

### 4.1. Общие понятия о буровых автоматических системах

Автоматизация буровой установки предполагает автоматизацию двух основных процессов при сооружении скважин: процесса бурения и процесса спуско-подъемных операций (СПО). При автоматизации этих двух основных процессов буровую установку можно назвать комплексно автоматизированной. Комплексно-автоматизированная буровая установка включает и сложные автоматические системы, и простые, работа которых заранее может быть запрограммирована в пространстве и во времени.

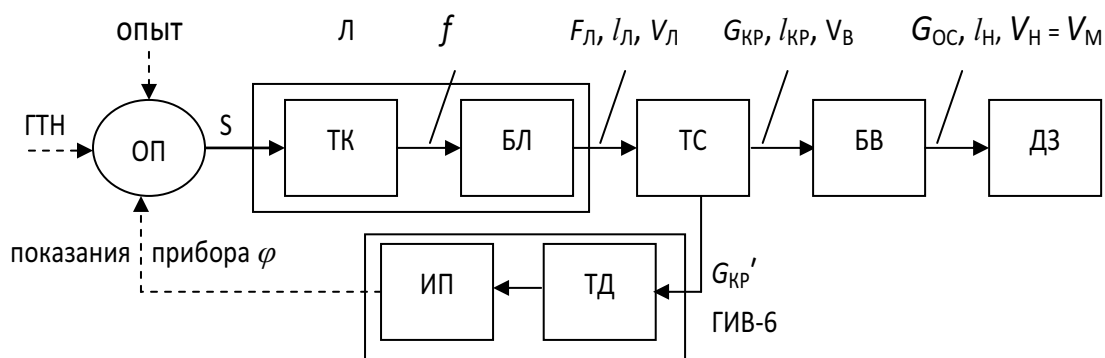


Рис. 4.1. Блок-схема ручного регулирования осевой нагрузки при подаче лебедки: ОП – оператор (бурильщик); Л – лебедка (ТК – тормозные колодки, БЛ – барабан лебедки); ТС – талевая система; БВ – буровой вал; ДЗ – звено «долото – забой»; ГИВ-6 – гидравлический индикатор веса (ТД – трансформатор давления, ИП – измерительный прибор – основной указатель)

Рассмотрим схему ручного управления осевой нагрузкой при подаче инструмента с лебедки (рис. 4.1), а затем «переконструируем» ее на автоматическое управление и посмотрим, что это влечет за собой.

Большинство систем автоматизации процесса бурения работают в функции осевой нагрузки, т. к. осевая нагрузка, как режимный параметр, во многом определяет успех бурения.

Управление осевой нагрузкой при подаче инструмента с лебедки производится путем перемещения его верхнего конца (верха буровой колонны).

Бурильщик, наблюдая за показаниями прибора  $\phi$ , при отклонении нагрузки  $G_{OC}$  от заданного значения  $G_{OC.зад}$  перемещает на величину  $s$  рукоятку управления тормозом лебедки, тем самым изменяет усилие  $f$  тормозных колодок ТК на шкив барабана буровой лебедки БЛ; при этом с соответствующей скоростью приспускается верх бурового вала на величину  $l$  ( $l_L$  – сматывание каната с барабана лебедки,  $l_{кр}$  – перемещение крюка талевой системы,  $l_H$  – перемещение низа БВ при бурении, т. е. углубка), и изменяется нагрузка на породоразрушающий инструмент  $G_{OC}$  ( $F_L$  – усилие в ходовой ветви ТС, сматываемой с барабана лебедки;  $G_{кр}$  – усилие на крюк талевой системы,  $G_{OC}$ ), т. е. при уменьшении тормозного усилия  $f$  увеличиваются скорость подачи верха колонны  $V_B$  и нагрузка на ПРИ, при увеличении тормозного усилия – скорость подачи и нагрузка уменьшаются. В установившемся режиме скорость подачи верха колонны  $V_B$  равна скорости подачи низа колонны  $V_H$ , т. е. и механической скорости бурения  $V_M$ .

Таким образом, роль бурильщика сводится к перемещению  $s$  рукоятки управления тормозом лебедки в функции изменения показаний прибора  $\phi$ , т. е. и нагрузки  $G_{OC}$  на ПРИ в соответствии с выражением

$$\Delta s = k \Delta G_{OC}, \quad (4.1)$$

где  $\Delta G_{OC}$  – отклонение осевой нагрузки от заданного значения;  $k$  – коэффициент пропорциональности, показывающий, какое перемещение бурового инструмента приходится на единицу отклонения нагрузки.

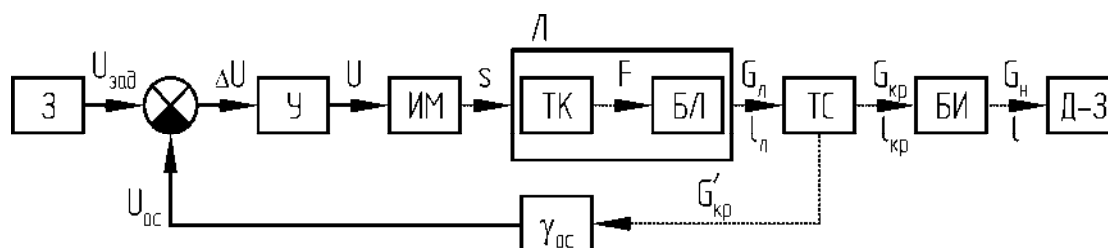


Рис. 4.2. Структурная схема автоматического регулятора осевой нагрузки при подаче с лебедки:

З – задатчик; У – усилитель; ИМ – исполнительный механизм;  
 $\gamma_{ос}$  – звено обратной связи



Для перехода на автоматическое управление с реализацией формулы (4.1) необходимо в схеме предусмотреть вместо бурильщика исполнительный механизм ИМ, воздействующий на тормоз лебедки. Естественно, потребуются введение и других узлов: задатчика, узла сравнения, усилителя и др. (рис. 4.2).

Как первый пример, так и второй – обе системы замкнутые, с обратной связью. Но в первом случае обратную связь осуществляет бурильщик, зрительно наблюдая за показаниями прибора. Во втором случае эту функцию выполняет звено обратной связи  $\gamma_{OC}$ , в качестве которого может быть применен любой датчик с электрическим выходным сигналом  $U_{OC}$  (суммируются сигналы одной размерности). И в первом, и во втором случаях речь идет о стабилизаторе осевой нагрузки. При смене горных пород необходимо для задания и стабилизации новой осевой нагрузки изменять задающее воздействие.

## 4.2. Об автоматизации подачи бурового инструмента

Подача породоразрушающего инструмента (ПРИ) – подача долота – это сложный процесс, характеризующийся усилием подачи ( $G_{OC}$ ), скоростью резания горных пород ( $V_{OKP}$ ,  $n$ ), крутящим моментом ( $M$ ), интенсивностью удаления продуктов разрушения ( $Q$ ) и скоростью подачи ( $V_M$  – механическая скорость бурения). Видим, что задать подачу ПРИ – значит задать его режим работы.

Часто под подачей долота подразумевается только скорость подачи верха бурового вала ( $V_B$ ). И этому есть объяснение: от скорости подачи верха бурового вала зависит один из главнейших параметров подачи – усилие подачи, т. е. осевая нагрузка  $G_{OC}$ , но и она в однородной толще при неизменной скорости подачи  $V_B$  будет зависеть от частоты оборотов ПРИ. Видим теснейшую связь усилия подачи со скоростью подачи и частотой оборотов ПРИ. Количественно зависимость будет определяться, кроме того, типом ПРИ и его износом, а также интенсивностью выноса продуктов разрушения.

Подача ПРИ осуществляется через подачу верха бурового вала (БВ), и параметры подачи ПРИ так или иначе контролируются по параметрам подачи верха БВ. Соответствующие параметры равны при начальной глубине скважины, часть параметров равна в установившемся режиме работы БВ и ПРИ. Ниже речь идет главным образом о подаче верха БВ, о скорости подачи  $V_B$ .

В дальнейшем, для конкретизации рассматриваемого момента, используется терминология:  $\Pi$  – подача верха бурового вала,  $V_B$  – скорость подачи верха бурового вала; в установившемся режиме  $V_B = V_H = V_{ПРИ} = V_M$ .

Здесь  $V_{\text{ПРИ}}$  – скорость подачи породоразрушающего инструмента, что то же самое, что и скорость подачи низа буровой колонны  $V_{\text{Н}}$  и механическая скорость бурения  $V_{\text{М}}$ .

Подача верха БВ может быть непрерывной (плавной) и дискретной (ступенчатой, импульсной). В общем случае эффективность подачи принято оценивать средней механической скоростью бурения  $V_{\text{М.СР}}$  – этим оперативным суммарным показателем оптимальности ведения процесса.

Любая автоматическая система подачи инструмента реализует определенный алгоритм. В большинстве случаев так называемые «буровые» алгоритмы выработаны многолетней практикой (экспериментом). Они не всегда являются оптимальными, но получили широкую реализацию по причине относительной простоты и как дающие положительный эффект. Ряд алгоритмов найдены путем проведения целенаправленных исследований (опять же экспериментов).

Наиболее простыми в реализации являются алгоритмы-стабилизаторы параметра:  $G_{\text{ОС}} = \text{const}$  ( $G_{\text{КР}} = \text{const}$ ),  $n = \text{const}$ ,  $Q = \text{const}$ ,  $M = \text{const}$ . Наиболее просто решается вопрос в отношении реализации алгоритмов  $n = \text{const}$  и  $Q = \text{const}$ , сложнее – в отношении  $G_{\text{ОС}} = \text{const}$  и  $M = \text{const}$ , т. к. эти параметры наиболее подвержены влиянию возмущающих воздействий, проявление которых часто не предсказуемо во времени.

Крутящий момент  $M$  является реакцией не только на режим работы ПРИ, но и на состояние скважины, поэтому он не может в большинстве случаев определять момент смены режимных параметров. Но практика требует если не стабилизации крутящего момента, то его ограничения. Поэтому в качестве простейших автоматических устройств, работающих в функции  $M$ , являются отдельные ограничители крутящего момента, или они входят в качестве подсистем в состав буровых регуляторов (БР), работающих в функции других параметров.

Исследования и практика назначения режима бурения (главным образом  $G_{\text{ОС}}$  и  $n$ ) по принципу: с увеличением  $G_{\text{ОС}}$  уменьшается  $n$  (и наоборот) подсказывают такой же алгоритм работы бурового регулятора. Здесь уже требуется более сложная система регулирования двух параметров и требуется экспериментально находить уравнение (алгоритм) с его коэффициентами или графическую функциональную зависимость. И здесь в основу нахождения алгоритма ставится оптимальная механическая скорость бурения  $V_{\text{М}}$ .

На рис. 4.3 представлены варианты графиков подачи верха бурового инструмента (БИ). При всех видах подачи регуляторы должны предусматривать реверс. Это диктуют непредсказуемые возмущающие воздействия, создающие аварийные ситуации.

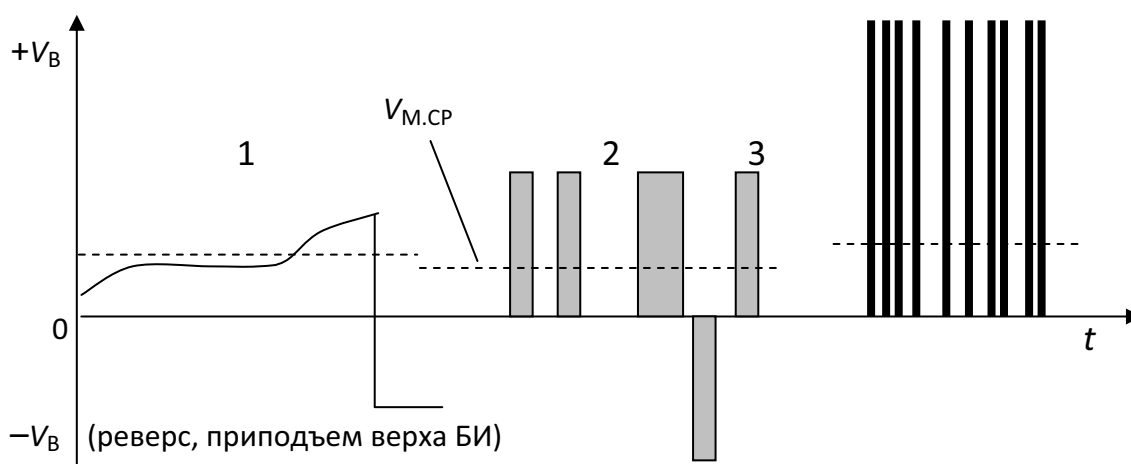


Рис. 4.3. Графики подачи верха бурового инструмента:  
1 – непрерывная подача; 2 – ступенчатая подача; 3 – импульсная подача

При непрерывной подаче (1) верх БИ приспускается непрерывно. Реверс подачи осуществляет релейный элемент, но он входит в подсистему защиты, а не в основной контур регулирования. В связи с этим подобные автоматические системы могут быть названы системами непрерывного регулирования.

При ступенчатой подаче (2) амплитуда подачи ( $V_B$ ) постоянна, время подачи может быть различным. Амплитуда подачи  $V_B$  в 10–15 раз выше средней механической скорости бурения  $V_{M.CP}$ . Реальная ступень подачи в силу инерционности механических звеньев бурового регулятора имеет крутой передний и крутой задний фронт. Ступенчатая подача реализуется при включении в контур регулирования релейного элемента, в силу этого регуляторы называются релейными. Релейный элемент осуществляет и реверс. Подобные автоматические системы называются системами релейного регулирования.

Импульсная подача (3) в буровых регуляторах реализуется также при включении в контур регулирования релейного элемента, но амплитуда импульса в 50–100 раз выше средней механической скорости бурения и длительность импульса составляет десятые доли секунды. Скважность импульсов может быть различной. В связи с этим буровые регуляторы, называемые импульсными, в строгом смысле слова, реализуют не импульсное регулирование, правильнее их называть релейно-импульсными.

В последнее время развивается новое направление в автоматизации подачи инструмента – компьютеризация бурового процесса. Но себя еще не изжили и «классические» схемы буровых регуляторов подачи инструмента. Разработка таких регуляторов требует проведения больших исследований по определению «буровых» алгоритмов подачи инструмента и надежных силовых узлов, реализующих оптимальную форму подачи.

### 4.3. Построение структурных схем буровых автоматических регуляторов

Повышение производительности труда путем назначения оптимальных режимов бурения, определения момента окончания рейсовой углубки, предупреждения аварийных ситуаций, с учетом стоимости породоразрушающего инструмента (ПРИ) и эксплуатации оборудования, может быть достигнуто при внедрении в практику сооружения скважин сложных автоматических систем с использованием микропроцессоров и ЭВМ, но пока что будут разрабатываться простые эффективные в работе буровые автоматические регуляторы (БАР).

Ниже рассматриваются вопросы, касающиеся автоматизации процесса бурения, общие принципы построения структурных схем БАР, узлы и звенья автоматических систем, их назначение и место в структурной схеме.

Структурные схемы наиболее полно отвечают быстрейшему восприятию принципа работы системы, наиболее наглядны и наилучшим образом помогают уяснить и увязывать воедино автоматическую систему и технологический процесс.

Структурная схема автоматической системы может быть построена по принципиальной электрической схеме, по алгоритму работы, по описанию работы в автоматическом цикле узлов системы для осуществления технологического процесса. Звено системы в структурной схеме может быть представлено дифференциальным, алгебраическим уравнением, передаточной функцией, графической зависимостью, функциональным назначением (названием) узла (звена).

Разработке структурных схем БАР предшествует определение алгоритмов работы буровых автоматических систем, что является во многих случаях сложной задачей, и сама разработка структурных схем ведется с глубоким знанием техники и специфически сложных технологических процессов. Для реализации структурных схем необходимо проведение предварительных исследований, в частности по определению передаточных функций многих звеньев системы.

В общем случае система имеет несколько входных и выходных параметров (величин). Входными параметрами являются напряжения уставок (задающие напряжения –  $U_{\text{зАд}}$ ), напряжение питания бурового двигателя  $U_{\text{БД}}$  и др. Выходными (регулируемыми, контролируемыми, стабилизируемыми) параметрами являются углубка  $L$ , крутящий момент на роторе  $M$ , затраты мощности  $N$ , частота оборотов  $n$ , расход промысловой жидкости  $Q$ , усилие на крюк талевой системы  $G_{\text{кр}}$ , осевая нагрузка  $G_{\text{ос}}$  и др.

При построении структурной схемы безусловным является представление технологического процесса, техники, назначения используемых узлов и звеньев, определение точек съема сигнала, принятие конкретных датчиков (или с известным принципом работы), необходимо определить прохождение сигналов и работу системы в целом. Это позволит расчленить систему на звенья, установить связи между ними, определить входные и выходные параметры звеньев.

Структурные схемы автоматических систем (и подсистем) лучше просматриваются, если их строить в линию с прохождением сигналов слева направо (кроме сигналов обратной связи).

Многие структурные схемы автоматических систем начинаются с сумматора, и входной величиной является напряжение задатчика  $U_{\text{Зад}}$  (рис. 4.4).

Уравнение сумматора  $U_{\text{Зад}} \pm U_{\text{ОС1}} \pm U_{\text{ОС2}} \pm \dots = \Delta U$ . Все величины сумматора имеют одну размерность.

Суммарный сигнал  $\Delta U$  часто имеет незначительную мощность, поэтому после сумматора ставится усилитель  $У$ . Усиленный сигнал подается на исполнительный механизм ИМ (реверсивный двигатель, соленоид и т. п.).

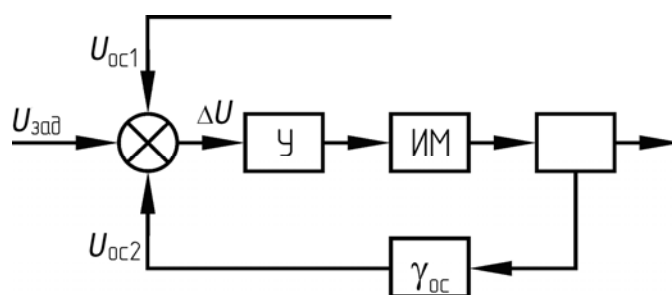


Рис. 4.4. Упрощенная структурная схема бурового регулятора:  
 $У$  – усилитель; ИМ – исполнительный механизм;  $\gamma_{\text{ОС}}$  – звено обратной связи;  
 $U$  – напряжение

Звенья системы, как и сама система, имеют в общем случае несколько входных и выходных параметров (рис. 4.5). Во внимание же принимаются главные (часто один) входной и выходной параметры. Выбор входного и выходного параметра звена может определяться соображениями необходимости нахождения (или она известна) передаточной функции данного звена или предыдущего и последующего звеньев.

Выбор точек съема сигнала (ТСС) определяет тип датчика (звена обратной связи), его сложность и сложность системы в целом. На рис. 4.6, а показан пример съема сигнала, пропорционального усилию на крюк  $G_{\text{КР}}$  (или осевой нагрузке  $G_{\text{ОС}}$ ) или скорости подачи верха бурового вала  $V_{\text{В}}$ , со звеньев БАР – лебедки Л и талевой системы ТС.

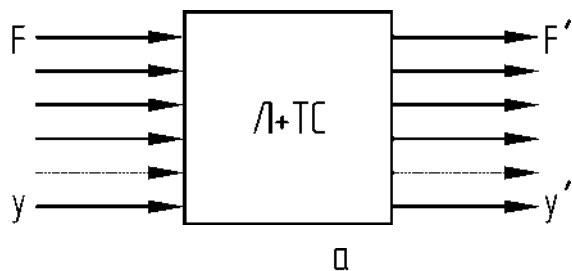


Рис. 4.5. Входные и выходные параметры звена «лебедка + талевая система»

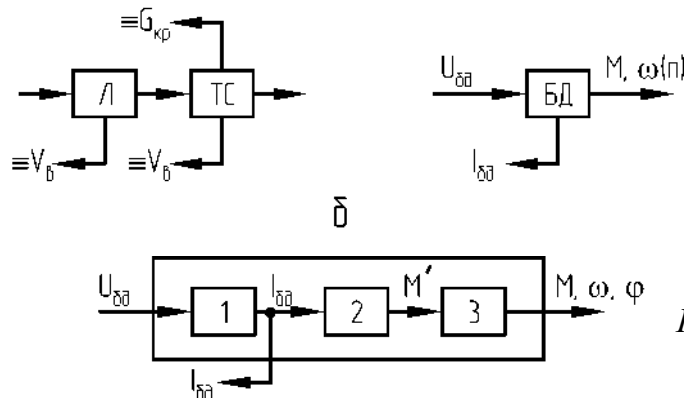


Рис. 4.6. Примеры сложных звеньев

Съем сигнала не со входа и не с выхода звена означает, что это звено сложное. Пояснить это можно на примере электродвигателя, нагрузка которого контролируется по потребляемому току. Входом звена (электродвигателя) является напряжение ( $U_{БД}$ ), выходом – крутящий момент  $M$ , угловая скорость  $\omega$  (или частота оборотов  $n$ ), угол поворота вала  $\varphi$ . Следовательно, съем сигнала по току может быть представлен так, как это показано на рис. 4.6, б; для этого используется трансформатор тока ТТ.

Буровые автоматические регуляторы будут включать регулируемый привод РП. Упрощенная структурная схема регулируемого привода показана на рис. 4.7. Угловая скорость  $\omega$  контролируется тахогенератором ТГ, конкретное значение скорости устанавливается с помощью задатчика –  $U_{Зад}$ . В звено «двигатель» – ДВ может входить и редуктор Ред, изменяющий выходные параметры в  $i$  раз.

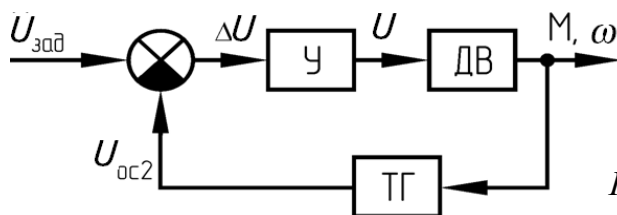
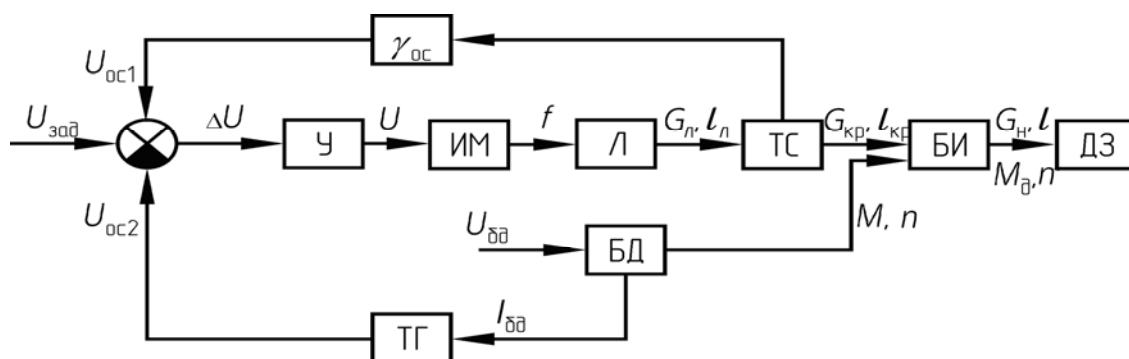


Рис. 4.7. Упрощенная структурная схема регулируемого привода

В буровых автоматических регуляторах широко используется принцип регулирования по отклонению, когда контролируется отклонение регулируемой величины от заданного значения, независимо от вызвавших ее причин – возмущающих воздействий в виде смены горных пород, изменения глубины, искривления, зашламования скважины, изменения напряжения силовой цепи, температуры окружающей среды и т. п.

Структурная схема бурового автоматического регулятора подачи инструмента с лебедки может быть представлена, как это показано на рис. 4.8. На рис. 4.8 показана и подсистема защиты от перегрузки, контролирующая потребляемый буровым двигателем БД ток  $I_{\text{бд}}$ .



*БД – буровой двигатель; ТТ – трансформатор тока*

В буровых установках глубокого бурения на нефть и газ при свободной подаче инструмента лебедкой управляет силовой узел (исполнительный механизм ИМ) в виде электрического двигателя подачи ДП, электродифференциального редуктора, гидравлического, фрикционного узла и т. п. Регуляторы подачи инструмента могут изменять скорость подачи по величине и направлению – активные регуляторы (рис. 4.9, *а*) или только по величине – пассивные регуляторы (рис. 4.9, *б*).

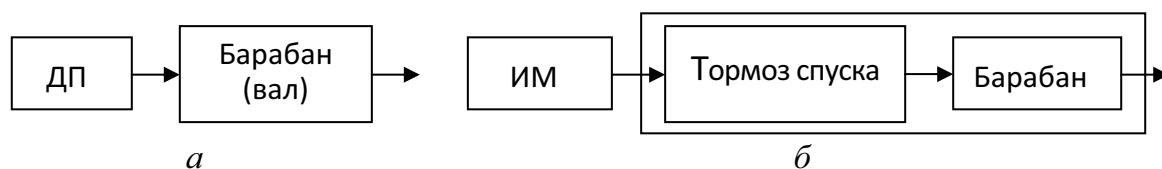


Рис. 4.9. Звенья активного (а) и пассивного (б) БАР

Буровые регуляторы, работающие в функции загрузки бурового двигателя БД, в качестве звена обратной связи, контролирующего загрузку БД, могут включать трансформатор тока ТТ (см. рис. 4.6, б).

На рис. 4.10 показаны несколько вариантов съема сигнала, пропорционального усилию на крюк  $G_{кр}$  (или осевой нагрузке  $G_{ос}$ ).

При точке съема сигнала ТСС1 датчик пристраивается к ходовой ветви талевой системы; при ТСС2 – датчик связан с рабочими струнами или с неподвижным концом каната талевой системы; при ТСС3 – датчик связан с крюком талевой системы (или с талевым блоком). В зависимости от принятой ТСС принимается то или иное конструктивное решение датчика, его тип и принцип работы. В одном случае датчик необходимо разрабатывать, в другом случае датчик может быть принят из серийно выпускаемых.

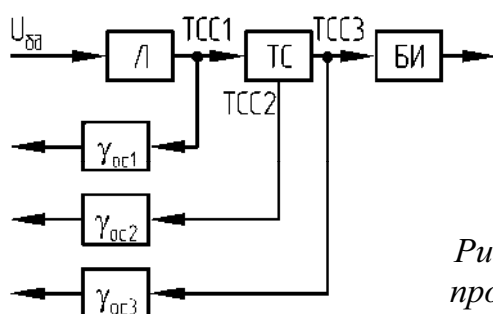


Рис. 4.10. Варианты съема сигнала, пропорционального усилию на крюке

В подтверждение выше сказанного рассмотрим две структурные схемы бурового регулятора – стабилизатора расхода промывочной жидкости, реализующего алгоритм  $Q = \text{const}$  (рис. 4.11).

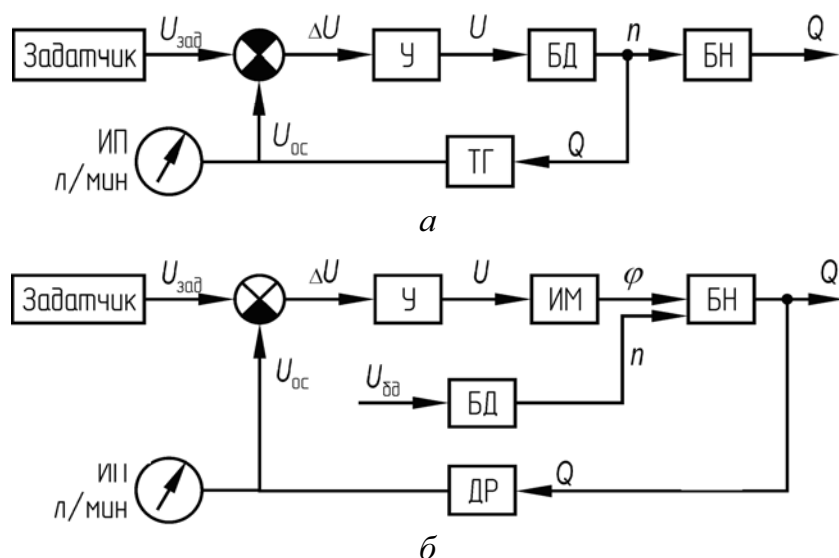


Рис. 4.11. Структурные схемы стабилизаторов расхода промывочной жидкости  $Q$ :  
 а – косвенный контроль расхода жидкости;  
 б – непосредственный контроль расхода жидкости

Контролировать можно сам параметр  $Q$  (схема б) или пропорциональный ему параметр, в данном случае  $n$  (схема а). Отсюда различны



ТСС, соответствующая структурная схема и степень сложности бурового регулятора. Наиболее желательным является контроль самого параметра.

Достоинством первой схемы бурового регулятора являются простота схемы и ее реализации, применение серийно выпускаемых узлов. Но по этой схеме контролируется не сам параметр  $Q$  – расход промывочной жидкости, а частота оборотов  $n$  приводного двигателя БД. Данный вариант стабилизатора расхода промывочной жидкости предполагает строгое соблюдение зависимости  $Q = k \cdot n$  ( $k$  – коэффициент пропорциональности). А это означает, что в зумпфе постоянно должна быть жидкость, не должно быть оголения храпка, его засорения, должны быть исправны манжеты, цилиндры, клапанная система, всасывающий шланг и т. д. Но на практике эти требования могут быть нарушены, и нет гарантии от возникновения аварийной ситуации. В принципе первая схема – это схема регулируемого привода, и измерительный прибор ИП контролирует частоту оборотов вала двигателя  $n$ , а не расход  $Q$ .

Таким образом, упрощение схемы регулятора требует дополнительных технических средств для уменьшения или исключения отрицательных моментов при его эксплуатации.

По второй схеме стабилизатора контролируется непосредственно расход  $Q$ . При применении сигнализатора уменьшения или прекращения подачи жидкости в скважину здесь исключается аварийная ситуация. Но вторая схема обладает и недостатками: требуется разработка датчика расхода промывочной жидкости ДР, требуется разработка исполнительного механизма ИМ, например, регулятора положения заслонки или крана (соленоид, двигатель и т. п.), кроме того, требуется и ограничитель частоты оборотов вала двигателя в случае резкого уменьшения расхода жидкости.

Таким образом, при принятии к реализации той или иной структурной схемы регулятора требуется всесторонний анализ, выявление ее достоинств и недостатков.

При реализации алгоритма может быть несколько вариантов структурных схем. Остановимся на значении принятого знака обратных связей при построении структурных схем. Знак обратной связи может быть различным даже при одинаковой структурной схеме регулятора. Но в зависимости от знака обратной связи будет тот или иной принцип работы и конструкция звеньев. И этот момент должен быть проанализирован с точки зрения технологии процесса, безаварийности работ, техники безопасности.

Проиллюстрируем это примером. Регулятор осуществляет подачу инструмента с лебедки, исполнительный механизм – соленоид – управляет тормозной системой лебедки, осуществляя подачу. Вариант пер-

вый: соленоид работает на растормаживание полностью застопоренного силовой пружиной барабана. И второй вариант: соленоид затормаживает барабан лебедки в соответствии с подаваемым на его вход сигналом. Простейший анализ показывает, что наиболее приемлема первая схема работы. Здесь в случае отключения регулятора (например, по причине отключения электроэнергии) под воздействием силовой пружины будет приостановлена подача инструмента, что предупредит возникновение аварийной ситуации (падение инструмента).

При построении структурных схем сложных БАР, осуществляющих взаимосвязанное регулирование, в структурную схему вводятся делители напряжения, функциональные преобразователи и другие элементы.

На рис. 4.12 приведена обобщенная структурная схема БАР, возможная к реализации при любом способе подачи инструмента (со шпинделя или с лебедки). БАР включает регулятор подачи верха бурового вала и регулируемый привод.

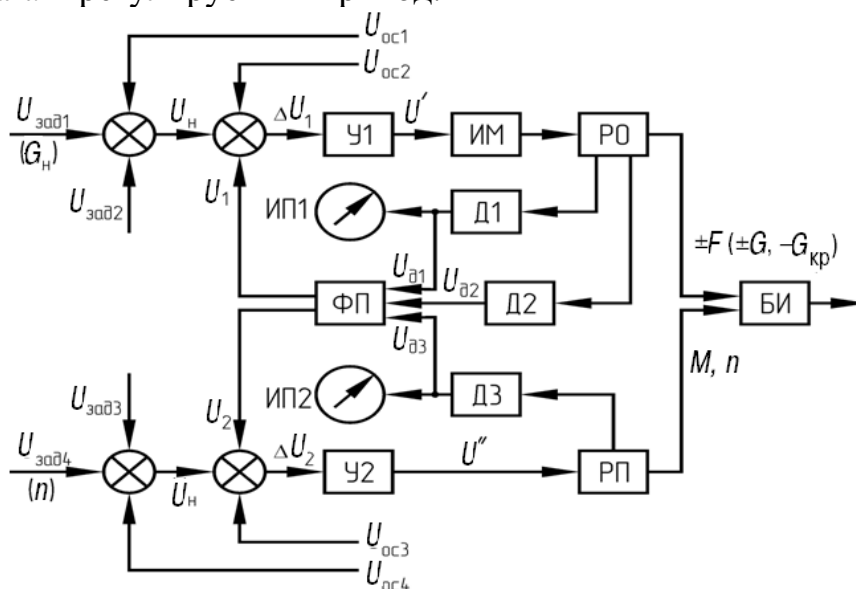


Рис. 4.12. Обобщенная структурная схема БАР (В.Г. Храменков)

При подаче с лебедки в качестве рабочего органа РО принимается силовой узел–лебедка–талева система; при подаче со шпинделя – система подачи данных конкретных станков (для станков с гидравлической подачей – система гидравлической подачи). Задание напряжений уставок и работа функционального преобразователя производится в соответствии с алгоритмом работы автоматической системы. При наличии датчиков Д (получении сигналов, пропорциональных параметрам) целесообразно включение в схему измерительных приборов ИП для визуального контроля тех или иных параметров технологического процесса.

Для оптимизации процесса бурения требуются более сложные автоматические буровые регуляторы.

Оптимальное сочетание параметров режима бурения является основой для автоматизации этого процесса. Это дает основание представить систему «буровой станок–буровой инструмент–ПРИ–забой» как объект автоматического регулирования.

Система имеет входные параметры: осевая нагрузка  $G_{ос}$ , интенсивность промывки  $Q$ , частота вращения  $n$ . К выходным параметрам относятся: углубка  $L$  (механическая скорость бурения  $V_M$  как производная по времени от углубки), крутящий момент  $M$  и потребляемая мощность  $N$ . К возмущающим воздействиям  $f$  относятся: изменение свойств буримых пород, состояние ПРИ, зашламованность забоя, искривление скважины и др.

Для автоматизации процесса бурения необходимо выявить влияние входных параметров и возмущающих воздействий на выходные параметры. Кроме того, нужно в любой момент времени установить такое сочетание входных параметров, при котором бурение наиболее экономично. Только в этом случае применяемый режим бурения можно считать оптимальным.

#### **4.4. Регулируемый привод буровых установок и буровых автоматических регуляторов**

Технологический процесс бурения скважин вращательным способом требует изменения частоты оборотов ротора и скорости подъема инструмента.

Ниже приводятся несколько схем регулирования частоты вращения вала двигателя. Схемы обладают, безусловно, и достоинствами, и недостатками.

##### **4.4.1. Регулирование частоты оборотов вала асинхронных электрических двигателей**

В бурении скважин большое распространение получили трехфазные асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым и с фазным ротором.

Асинхронная машина состоит из неподвижного статора и вращающегося внутри него ротора. Статор и ротор разделены воздушным зазором. Статор состоит из станины, подшипниковых узлов, сердечника и обмотки.

Переменный ток создает в трехфазной обмотке статора магнитное поле, вращающееся со скоростью  $n_C$ :

$$n_C = 60f / p, \quad (4.2)$$

где  $f$  – частота тока в цепи статора;  $p$  – число пар полюсов обмотки статора.

При промышленной частоте  $f$  50 Гц и числе пар полюсов  $p$  скорость вращения поля может иметь значения 3000, 1500, 1000, 750 об/мин и т. д.

Частота оборотов ротора  $n_p$ , т. е. и вала двигателя  $n$  (об/мин), меньше, чем частота вращения магнитного поля статора  $n_c$  на величину скольжения  $s$  и определяется как:

$$n = \frac{60f}{p} \cdot (1 - s), \quad (4.3)$$

где 
$$s = (n_c - n_p) / n_c \cdot 100 \%. \quad (4.4)$$

Наибольшее применение получили следующие способы регулирования скорости вращения асинхронного двигателя:

- введением сопротивления в цепь ротора (реостатное регулирование, изменение скольжения  $s$ );
- изменением числа пар полюсов;
- изменением частоты питающего напряжения;
- каскадным включением асинхронного двигателя с другими машинами или вентильными преобразователями.

Изменять скольжение  $s$  асинхронного двигателя можно путем изменения напряжения питания или активным сопротивлением (реостатом) в цепи обмотки ротора в двигателях с фазным ротором. Плавность регулирования зависит от числа ступеней включаемого сопротивления. Регулирование осуществляется вниз от основной скорости. При неизменной нагрузке на валу двигателя увеличение напряжения вызывает рост скорости вращения; однако диапазон регулирования скорости небольшой, кроме того, возникает опасность пробоя изоляции обмотки статора. А при уменьшении напряжения питания уменьшается перегрузочная способность двигателя.

Изменение числа пар полюсов  $p$  обмотки статора обеспечивает только ступенчатое регулирование скорости вращения. В асинхронных электродвигателях с короткозамкнутым ротором изменение числа пар полюсов достигается переключением лишь одной обмотки статора. Такие двигатели обычно выполняются двухскоростными с одной обмоткой с переключением числа пар полюсов в отношении 2:1, 3:2, а также трех- и четырехскоростными с двумя обмотками статора и переключением пар полюсов в одной или в обеих обмотках статора в соотношении 3:2:1, 4:3:2, 6:4:3:2. Для практически применяемых четырехскоростных двигателей можно получить такие синхронные скорости (об/мин): 3000/1500/1000/500; 3000/1500/750/375; 1500/1000/750/500; 1000/750/500/375, т. е. диапазон регулирования достигает (6:1)–(8:1). Увеличивать диапазон нецелесообразно, т. к. это приводит к увеличению габаритов двигателя. Данный способ регулирования является экономичным. Двигатели

с переключением полюсов находят применение там, где не требуется плавного регулирования скорости.

Для получения переменной частоты (с целью регулирования скорости вращения ротора двигателя изменением частоты питающего напряжения  $f$ ) применяются преобразователи частоты: электромашинные, электронно-ионные и полупроводниковые (тиристорные). Регулирование скорости вращения ротора двигателя изменением частоты напряжения является перспективным с появлением простых и надежных тиристорных преобразователей частоты. Оно обеспечивает жесткие механические характеристики, плавное и экономичное регулирование частоты вращения в пределах 12:1, что вполне приемлемо для буровых двигателей (1200...100 об/мин).

Асинхронная машина может работать не только в двигательном режиме, но и в генераторном. Если на вал ротора действует ускоряющий момент (например, при спуске груза), то скорость вращения его может стать больше скорости вращения поля, скольжение становится отрицательным. При этом двигатель автоматически переходит в генераторный режим работы.

#### **4.4.1.1. Каскадные схемы соединения асинхронных электродвигателей**

По способу реализации энергии различают два вида каскадных соединений: электрические АВК (асинхронно-вентильный каскад) и электромеханические АМВК (асинхронный машинно-вентильный каскад).

**Электропривод по схеме АВК** (рис. 4.13) включает асинхронный двигатель с фазным ротором АД, выпрямитель В, инвертор И, сглаживающий дроссель Др и систему управления СУ. Выпрямитель служит для выпрямления тока ротора, имеющего частоту скольжения. Инвертор предназначен для преобразования выпрямленного тока в переменный частотой 50 Гц.

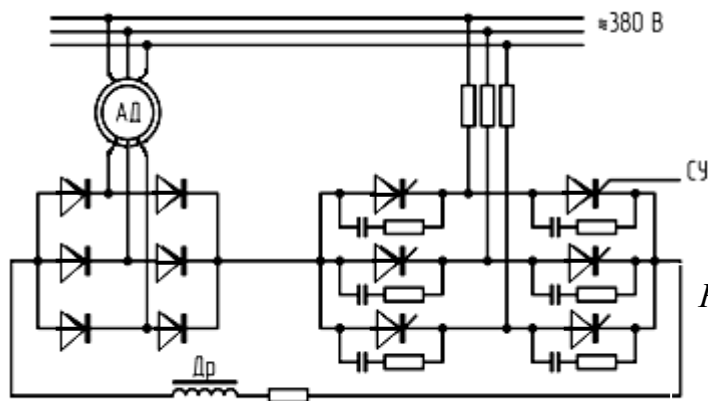


Рис. 4.13. Принципиальная схема асинхронно-вентильного каскада

Принцип работы АВК заключается в том, что в цепь выпрямленного тока ротора вводится добавочная ЭДС постоянного тока, определяемая средним входным напряжением инвертора, изменение которого ведет к изменению скольжения двигателя.

Выпрямленное напряжение ротора уравнивает входное напряжение инвертора и падение напряжения в роторной цепи двигателя. При изменении входного напряжения инвертора нарушается указанное равновесие: ток ротора уменьшается или увеличивается, что при постоянном моменте на валу двигателя ведет соответственно к уменьшению или увеличению частоты вращения до установления равновесия между выпрямленным напряжением ротора и средним входным напряжением инвертора.

Регулирование входного напряжения инвертора достигается изменением момента подачи отпирающих импульсов на управляемые вентили, т. е. изменением угла включения инвертора  $\beta$ . Угол  $\beta$  регулируется изменением величины сигнала управления, подаваемого на вход системы управления инвертора СУ.

Электроприводы по схеме АВК работают от сети переменного тока 380 В 50 Гц. Регулирование осуществляется вниз от номинальной частоты вращения при постоянном моменте на его валу. Диапазон регулирования 10:1.

**Асинхронный машинно-вентильный каскад (АМВК).** Электропривод по схеме АМВК состоит из двух двигателей: двигателя асинхронного типа и двигателя постоянного тока, выполненных на одном валу в однокорпусном исполнении.

Принцип действия АМВК, так же как и АВК, заключается в том, что в цепь ротора асинхронного двигателя вводится противоЭДС машины постоянного тока, изменяя которую меняют скольжение двигателя и соответственно частоту вращения. Управление приводом осуществляется с помощью магнитных усилителей. Питание осуществляется от сети переменного тока 380 В 50 Гц.

По способу регулирования различают каскады с однозонным регулированием, когда работа асинхронного электродвигателя происходит при скоростях ниже синхронной (режим регулирования с постоянным крутящим моментом), и каскады с двухзонным регулированием, когда двигатель работает при скоростях как выше (с постоянной мощностью), так и ниже (с постоянным крутящим моментом) синхронной. Диапазон регулирования АМВК, как правило, составляет 2:1, 3:1. В связи с малым диапазоном регулирования каскады рекомендуется применять для привода механизмов, требуемый диапазон регулирования которых не превышает 2:1, например вентиляторы, компрессоры.

Достоинством каскадных соединений является хорошая управляемость привода, определяемая бесступенчатым регулированием, малой инерционностью и малой мощностью управления. При ступенчатой коробке перемены передач буровых станков возможно плавное перекрытие всех скоростей.

#### 4.4.2. Регулирование частоты оборотов вала электрического двигателя постоянного тока

Свойства электрических машин постоянного тока во многом зависят от способа включения обмотки возбуждения, т. е. от способа возбуждения.

По способу возбуждения электрические машины можно классифицировать следующим образом:

- машины *независимого* возбуждения, в которых обмотка возбуждения питается от постороннего источника (рис. 4.14, а);
- машины *параллельного* возбуждения (шунтовые), в которых обмотка возбуждения и обмотка якоря соединены параллельно (рис. 4.14, б);
- машины *последовательного* возбуждения (сериесные), в которых обмотка возбуждения и обмотка якоря соединены последовательно (рис. 4.14, в);
- машины *смешанного* возбуждения (компаундные), в которых имеются две обмотки возбуждения (рис. 4.14, г): одна из них ОВ<sub>1</sub> включена параллельно с обмоткой якоря, а вторая – ОВ<sub>2</sub> – последовательно.

Названные выше способы возбуждения называются *электромагнитными* способами. На рис. 4.14, д представлена *магнитоэлектрическая* машина, в которой магнитное поле возбуждения создается постоянными магнитами.

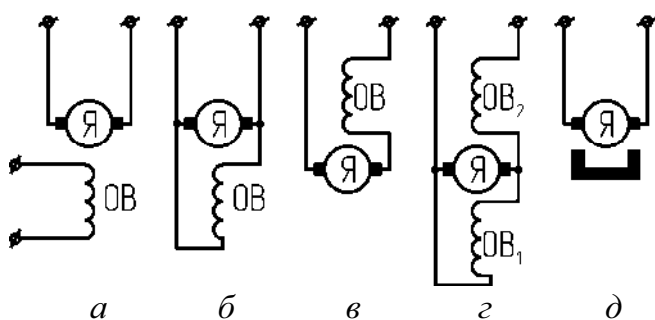


Рис. 4.14. Способы возбуждения электрических машин постоянного тока

Частота вращения  $n$  якоря двигателя постоянного тока (скоростная характеристика) определяется уравнением:

$$n = \frac{U - I_a \sum r}{C_e \Phi}, \quad (4.5)$$

где  $U$  – напряжение питания;  $I_a$  – ток якоря;  $\sum r$  – сопротивление цепи якоря;  $\Phi$  – магнитный поток;  $C_e$  – постоянная, зависящая от параметров машины (числа полюсов, числа витков обмотки якоря, схемы соединения обмотки и др.).

Из уравнения видно, что частота вращения якоря двигателя пропорциональна напряжению  $U$ , обратно пропорциональна магнитному потоку  $\Phi$  и зависит от сопротивления якорной цепи  $\sum r$ . Таким образом, регулировать частоту вращения двигателя можно тремя способами: изменением подводимого напряжения, изменением магнитного потока и изменением сопротивления цепи якоря.

Регулирование частоты вращения вала двигателя постоянного тока путем изменения напряжения на якоре называется *якорным* управлением, а путем изменения поля главных полюсов двигателя – *полюсным* управлением.

При номинальном напряжении питания якорной цепи номинальная частота вращения вала двигателя является наименьшей. Увеличение частоты вращения вала двигателя достигается уменьшением тока возбуждения, т. е. уменьшением поля главных полюсов. Уменьшение частоты оборотов вала путем увеличения тока возбуждения свыше номинального может привести к пробое изоляции обмоток возбуждения и к выходу из строя двигателя.

При полюсном управлении (при номинальном напряжении питания двигателя) регулирование частоты вращения является способом регулирования при постоянной мощности  $N$  (рис. 4.15). Вращающий момент  $M$  при этом изменяется обратно пропорционально частоте вращения –  $M = f(1 / n)$ .

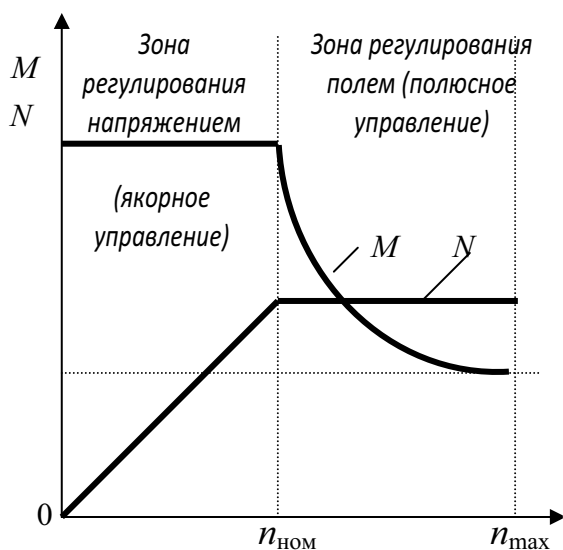


Рис. 4.15. Характеристика изменения момента  $M$  и мощности  $N$  электродвигателя при регулировании частоты оборотов  $n$  (характеристика допустимых моментов и мощностей)



Способ регулирования частоты вращения при якорном управлении является способом регулирования при постоянном моменте  $M$ . Регулирование частоты вращения может вестись до  $n_{\text{ном}}$ . Повышение напряжения свыше номинального с целью повышения частоты вращения может привести к перегреву якоря и выходу его из строя.

Таким образом, в зависимости от способа регулирования частоты вращения, двигатель постоянного тока может работать с постоянным моментом (до  $n_{\text{ном}}$ ) и с постоянной мощностью (свыше  $n_{\text{ном}}$ ). При использовании обоих способов регулирования имеет место двухзонное регулирование.

#### 4.4.2.1. Привод постоянного тока

##### Привод постоянного тока по системе генератор-двигатель (Г-Д)

Регулируемый привод по системе генератор-двигатель постоянного тока (рис. 4.16) имеет большие возможности в отношении диапазона регулирования, плавности регулирования и малой мощности управления.

Скорость вращения вала двигателя  $\omega_d$  регулируется в основном двумя способами: изменением напряжения питания двигателя при номинальном токе возбуждения (якорное управление) или изменением магнитного потока при постоянном напряжении питания двигателя (полюсное управление).

Существенным недостатком системы является необходимость устанавливать три электрические машины примерно одинаковой мощности.

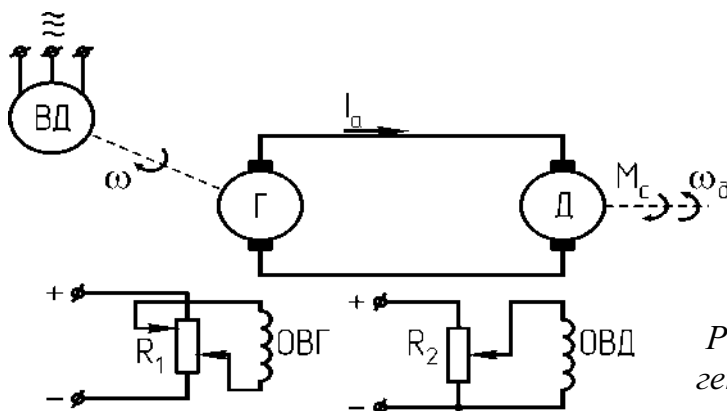


Рис. 4.16. Схема системы генератор-двигатель (Г-Д)

В качестве генераторов системы Г-Д небольшой мощности широко применяются электромашинные усилители (ЭМУ) с поперечным полем (рис. 4.17). В более мощных установках применяется так называемая квадратичная система возбуждения, в которой ЭМУ является возбудителем, питающим обмотку возбуждения генератора. Этим существенно облегчается управление мощным приводом.

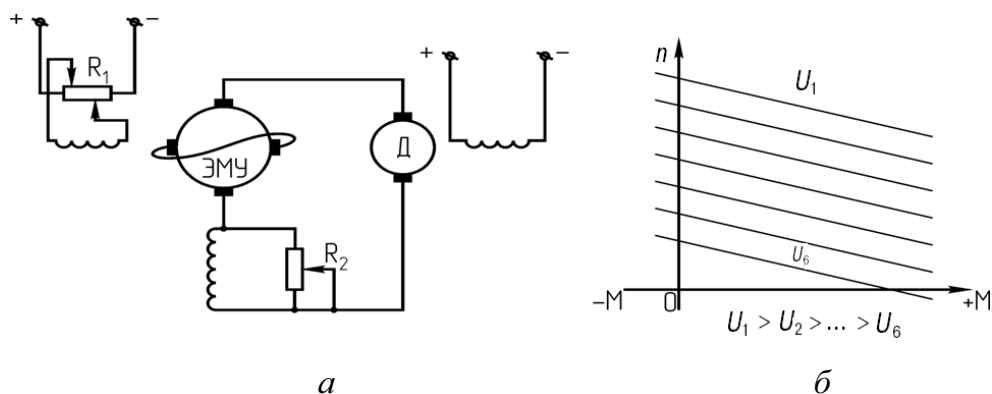


Рис. 4.17. Система Г-Д с ЭМУ в качестве генератора:  
а – принципиальная электрическая схема; б – механические характеристики

#### 4.5. Автоматические регуляторы подачи долота при бурении скважин на нефть и газ

Управление процессом вращательного бурения заключается в выборе и поддержании чаще всего одного из трех режимных параметров: осевой нагрузки на долото  $G_{ос}$ , частоты его вращения  $n$  и интенсивности промывки  $Q$ . Данное положение относится к роторному, турбинному бурению и бурению электробурами. При этом регулируемый параметр определяется часто косвенным путем. Так, например, осевая нагрузка при роторном бурении определяется через усилие на крюк, при бурении электробурами – по мощности или активной составляющей тока электробура; частота оборотов долота при турбинном бурении определяется осевой нагрузкой и расходом промывочной жидкости и т. д.

Применение наземных автоматических регуляторов подачи долота обеспечивает увеличение механической скорости бурения и проходки на долото на 5–15 % по сравнению с ручной подачей.

По виду используемой энергии и принципу работы силового узла (главного звена) БАР могут быть подразделены на электромашинные (с исполнительным электродвигателем постоянного или переменного тока и с использованием электромагнитных муфт), гидравлические и фрикционные.

По степени автоматизации процесса вращательного бурения БАР подразделяются на полуавтоматы – ПАПД и автоматы – АПД.

ПАПД подачи долота автоматически поддерживают заданное бурильщиком значение одного из параметров режима бурения (чаще всего осевой нагрузки и тока бурового двигателя). АПД автоматически выбирают по заданному алгоритму и поддерживают оптимальное значение, чаще всего, двух режимных параметров.

По возможности «манипулирования» верхом буровой колонны БАР подразделяются на пассивные и активные. Конструкция силового узла позволяет или опускать бурильную колонну с различной скоростью (такие автоматические регуляторы называются пассивными), или не только опускать, но и приподнимать ее (такие регуляторы называются активными).

Пассивные БАР управляют весом буровой колонны, опуская ее верх с различной скоростью – от 0 до максимального значения; активные же, кроме того, могут осуществлять и реверс (приподъем верха буровой колонны), тем самым более эффективно регулировать силовую загрузку бурового двигателя, бурового вала и долота и оперативно снижать эту нагрузку при необходимости.

Выше названные БАР относятся к поверхностным регуляторам. В отдельную группу входят глубинные устройства подачи долота (УПД), у которых исполнительный узел расположен у забоя. Глубинные УПД в отличие от поверхностных позволяют во время управления двигателями и режимом бурения избежать помех, вызываемых трением буровой колонны о стенки скважины, и больших запаздываний, вызываемых инерцией колонны.

#### **4.5.1. Электромашинные БАР с исполнительным электродвигателем постоянного и переменного тока**

Исполнительные электродвигатели постоянного тока многих БАР работают по системе Г-Д. Рассмотрим схему системы Г-Д (рис. 4.18).

На рис.4.18, а  $M_C$  – нагрузочный момент (двигатель кинематически связан с валом лебедки),  $E_D$  – противоЭДС напряжению  $U_\Gamma$ .

Изменением напряжения  $U_{ВГ}$  питания обмотки возбуждения генератора ОВГ осуществляется регулирование частоты оборотов вала двигателя Д.

Работа системы может быть описана тремя уравнениями:

$$I_\Gamma = (U_\Gamma - E_D) / R_\Gamma, \quad (4.6)$$

$$E_D = C_E \cdot \Phi \cdot n, \quad (4.7)$$

$$M = C_M \cdot \Phi \cdot I_\Gamma, \quad (4.8)$$

где  $R_\Gamma$  – суммарное сопротивление якорной цепи;  $M$  – вращающий момент, уравнивающий в установившемся режиме момент нагрузки  $M_C$ .

Из приведенных трех уравнений может быть получено выражение для механической характеристики двигателя  $n = f(M)$ :

$$n = \frac{U_\Gamma}{C_E \cdot \Phi} - M \cdot \frac{R_\Gamma}{C_E \cdot C_M \cdot \Phi^2}. \quad (4.9)$$

Из формулы видно, что при плавном изменении напряжения генератора  $U_G$  можно плавно изменять частоту вращения вала двигателя  $n$ ; и с изменением нагрузки  $M$  частота вращения вала двигателя при  $U_G = \text{const}$  будет также изменяться.

На рис. 4.18, б приведено семейство механических характеристик системы Г-Д при различных значениях  $U_G$ . За положительное направление вращения вала двигателя принято направление в сторону подъема инструмента; за положительное направление момента  $M_C$  принято направление момента, создаваемое весом буровой колонны.

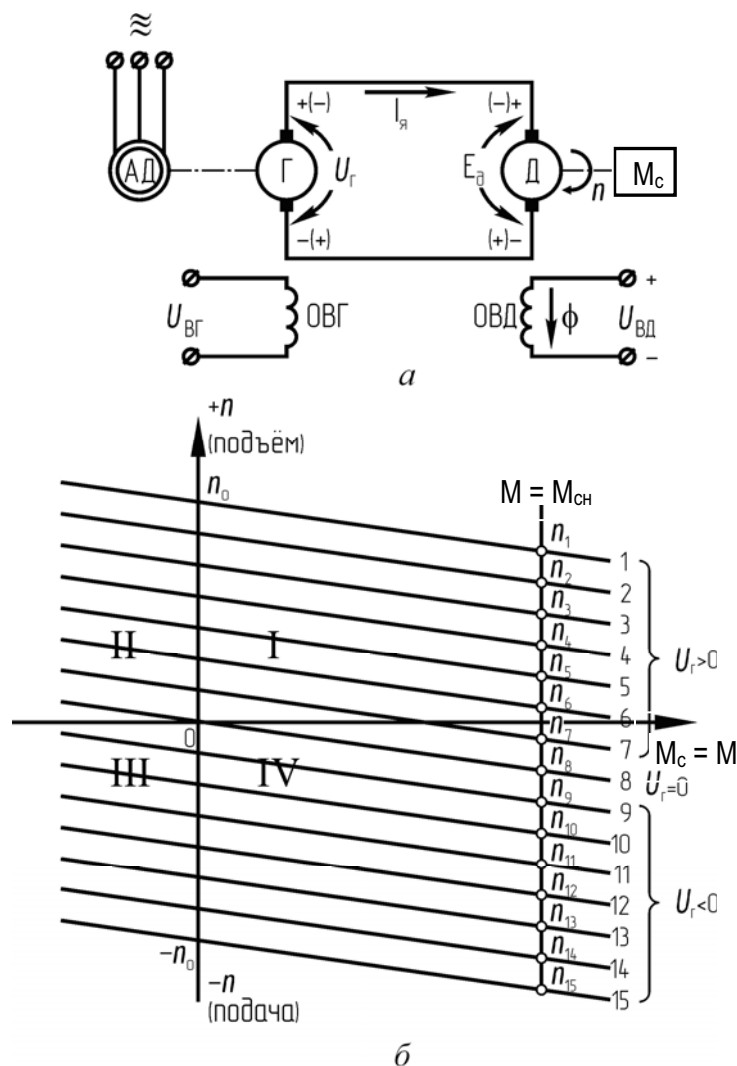


Рис. 4.18. Схема системы Г-Д (а) и механические характеристики (б)

Первый I квадрант – двигательный режим работы двигателя. При изменении величины напряжения и номинальном моменте на валу двигателя ( $M = M_{CH}$ ) частота вращения вала двигателя будет определяться точками пересечения линии момента с прямыми 1–6 ( $n_1$ – $n_6$ ), соответствующими шести значениям напряжения  $U_G$ .

Из уравнения (4.8) видно, что при неизменном по направлению нагрузочном моменте ток якоря  $I_{\text{я}}$  не меняет знака.

Если знак напряжения  $U_{\Gamma}$  меняется, вал двигателя будет вращаться в сторону подачи инструмента, а частота его вращения определяется пересечением линии момента с прямыми 8–15 ( $n_8$ – $n_{15}$ ). Из рис. 4.18, б видно, что частота вращения вала двигателя будет выше его частоты при  $U_{\Gamma} = 0$ , т. к. напряжение  $U_{\Gamma}$  изменило знак (см. формулу 4.9).

Уравнение (4.6)  $I_{\text{я}} = (U_{\Gamma} - E_{\text{д}}) / R_{\text{я}}$  перепишем в виде  $U_{\Gamma} - E_{\text{д}} = I_{\text{я}} R_{\text{я}}$  и умножим на  $I_{\text{я}}$ :

$$U_{\Gamma} I_{\text{я}} - E_{\text{д}} I_{\text{я}} = I_{\text{я}}^2 \cdot R_{\text{я}}. \quad (4.10)$$

Уравнение (4.10) – это уравнение мощностей, которое показывает, что электромагнитная мощность, поступающая из генератора, за вычетом мощности, затрачиваемой на перемещение груза двигателем Д, затрачивается на тепловые потери в якоре.

При изменении знака  $U_{\Gamma}$  изменяется знак и у  $E_{\text{д}}$ , т. к. изменится направление вращения вала машины Д. Однако ток якоря  $I_{\text{я}}$  сохранит направление, потому что не меняет знак момент М в уравнении (4.8).

В этом случае уравнение мощности для характеристик четвертого IV квадранта (за исключением прямой 7) будет иметь вид:

$$-U_{\Gamma} I_{\text{я}} + E_{\text{д}} I_{\text{я}} = I_{\text{я}}^2 \cdot R_{\text{я}}. \quad (4.11)$$

Уравнение показывает, что мощность поступает из двигателя Д в генератор Г и часть ее рассеивается в якорях в виде тепла. При этом момент на валу машины Г меняет знак. Скорость вращения вспомогательного двигателя АД возрастает и становится выше синхронной, т. е. он начинает работать асинхронным генератором.

Рекуперация энергии, развиваемой опускающейся колонной, в сеть возможна только в том случае, если она будет превышать тепловые потери в якоре, потери в подшипниках и т. д. В случае работы системы в точке  $n_8$  энергия в сеть не отдается, а полностью затрачивается на тепловые потери в якоре.

В случае применения червячных самотормозящихся редукторов может оказаться, что для подачи инструмента в скважину требуется затрачивать энергию на преодоление трения в передачах (заклинивания в червячной паре). Этому режиму соответствует часть графика, расположенная в третьем III квадранте. Здесь  $U_{\Gamma} < 0$ ,  $I_{\text{я}} < 0$  (т. к. изменил знак момент) и  $n < 0$ , т. е. остается справедливым первое уравнение мощностей. Поэтому двигатель Д будет работать в двигательном режиме.

В переходных режимах уравнение моментов имеет вид:

$$M = M_{\text{с}} + j \cdot \frac{d\omega}{dt}, \quad (4.12)$$

где  $j$  – суммарный момент инерции.

Так как динамическая составляющая момента  $j \cdot \frac{d\omega}{dt}$  может быть больше, чем  $M_C$  и иметь любой знак в зависимости от знака изменения скорости, то ток якоря может изменить знак, и возможна работа системы Г-Д во всех квадрантах. Режим работы двигателя во втором II квадранте называется генераторным. В этом случае остается справедливым второе уравнение мощностей, т. к. ток якоря изменяет свое направление.

Изменение напряжения генератора в системе Г-Д осуществляется обычно изменением  $U_{ВГ}$  с помощью специальных возбудителей либо средств автоматики, которые изменяют по определенному закону частоту вращения вала двигателя  $n$ .

В буровых регуляторах (в частности, БАР-1-150) при использовании системы Г-Д при постоянной скорости вращения якоря генератора регулирование скорости вращения вала двигателя производится по двум каналам – путем изменения напряжения питания обмотки возбуждения генератора и обмотки возбуждения двигателя.

### **Буровой автоматический регулятор ХЭМЗ с червячным редуктором силового узла**

Буровой автоматический регулятор относится к серии ПАПД. Это один из первых БАР, использующий систему Г-Д. На рис. 4.19 показана электрическая схема регулятора, а на рис. 4.20 – структурная схема.

Регулятор осуществляет ступенчатую подачу  $\Pi$  инструмента, верха буровой колонны (рис. 4.21; см. также раздел 4.2), в функции загрузки бурового двигателя  $I_{БД}$ , стабилизируя загрузку в пределах заданной области (рис. 4.22):  $\Pi = f(I_{БД})$ , т. е. алгоритм работы системы с некоторым допущением  $I_{БД} = \text{const}$ .

Объектом регулирования ОР является приводной двигатель БД с силовой кинематикой на ротор, бурильный вал с долотом, лебедка, талевая система. Регулятором является звено контроля (трехобмоточное реле 1Р) загрузки БД, звено управления (контакты 1К, 2К, мостовая схема  $M_{СХ}$ ) системой Г-Д с редуктором ЧР.

Для представления о мощности звеньев силового узла приводим отдельные их характеристики: асинхронный двигатель АД – 12,5 кВт, 220 В, 970 об/мин; генератор постоянного тока Г – 11 кВт, 115 В, 970 об/мин; двигатель подачи постоянного тока Д – 9,2 кВт, 110 В, 700 об/мин; возбудитель В – 3 кВт, 230 В, 970 об/мин (для подачи напряжения  $U_{Ш}$  на шины); червячный самотормозящийся редуктор ЧР – с общим передаточным числом 1:277.

Работа БАР производится следующим образом.

Обмотка возбуждения ОВГ генератора включена в диагональ моста. На схеме (рис. 4.19) мост показан сбалансированным, обмотка ОВГ обесточена, следовательно, двигатель подачи Д также обесточен, идет бурение без подачи верха буровой колонны («выбурка»).

Загрузка бурового двигателя БД уменьшается, ток  $I_{БД}$  выходит из области номинального, заданного, значения (на графике рис. 4.22 – точка 1); уменьшается и ток в обмотках реле 1Р, реле срабатывает на замыкание контакта 1Р1 (рис. 4.18, б, положение 1), включает контактор 1К, который своим контактом 1К1 вводит в плечо моста дополнительное сопротивление R1. Мост разбалансируется, и через обмотку генератора ОВГ протекает ток в направлении от Б к А, и это соответствует такой полярности напряжения в якорной цепи генератора, что двигатель подачи Д работает в сторону подачи верха буровой колонны вниз ( $+V_{П}$ ).

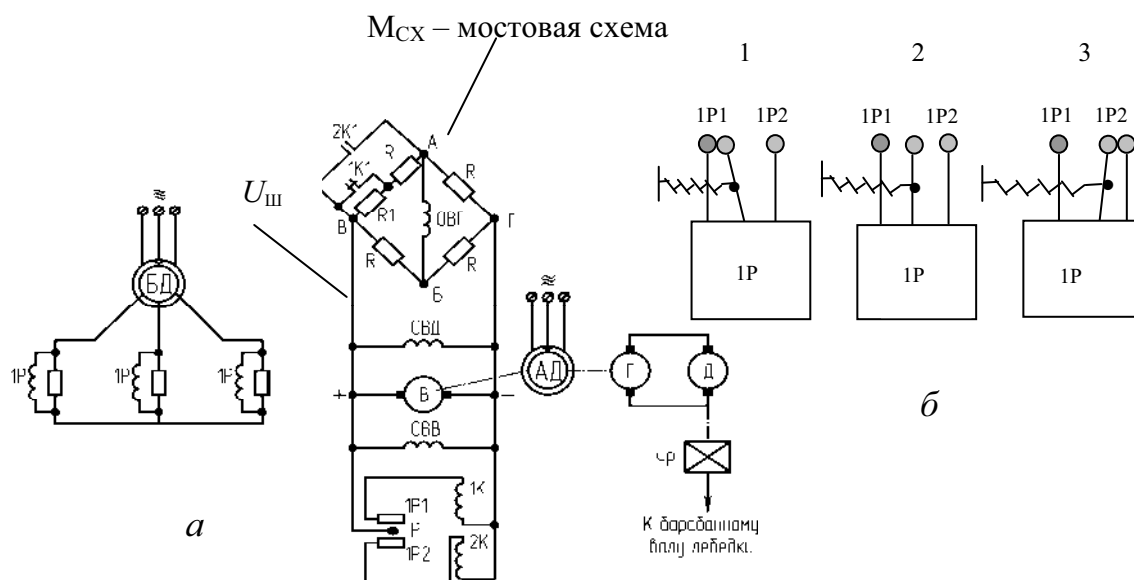


Рис. 4.19. Схема электромашинного бурового автоматического регулятора ХЭМЗ (а) и схема работы реле 1Р (б)

С этого момента (точка 2 на рис. 4.22) нагрузка двигателя БД начинает увеличиваться, и при входе в область заданных значений нагрузки (точка 3) реле 1Р своим размыкающимся контактом 1Р1 обесточивает (рис. 4.19, б, положение 2) контактор 1К, который контактом 1К1, шунтируя R1, балансирует мост; обмотка возбуждения ОВГ обесточивается, двигатель подачи Д обесточивается, подача инструмента прекращается (точка 4). Бурение продолжается (идет «выбурка»). И так цикл при нормальном протекании процесса повторяется. Область нагрузки бурового двигателя БД задается оптимальной в пределах номинального значения в зависимости от глубины, диаметра скважины и др.

Описанный цикл может быть представлен в схематичной форме:  
 $(V_{\Pi} = 0, \text{«выбурка»}, G_{\text{OC}} \downarrow) \rightarrow (I_{\text{БД}} \downarrow) \rightarrow (I_{\text{IP}} \downarrow, \Sigma_{\Phi} \downarrow) \rightarrow (1\text{P1 замыкается}) \rightarrow (1\text{K включается}) \rightarrow (1\text{K1 размыкается}) \rightarrow (\text{мост разбалансируется}) \rightarrow (+I_{\text{ОВГ}} \text{ Б} \rightarrow \text{А}) \rightarrow (+U_{\Gamma}, +U_{\text{Д}}) \rightarrow (+V_{\Pi}, G_{\text{OC}} \uparrow) \rightarrow (I_{\text{БД}} \uparrow) \rightarrow (I_{\text{IP}} \uparrow, \Sigma_{\Phi} \uparrow) \rightarrow (1\text{P1 размыкается}) \rightarrow (1\text{K выключается}) \rightarrow (1\text{K1 замыкается}) \rightarrow (\text{мост балансируется}) \rightarrow (I_{\text{ОВГ}} = 0) \rightarrow (U_{\Gamma} = 0, U_{\text{Д}} = 0) \rightarrow (V_{\Pi} = 0, \text{«выбурка»}, G_{\text{OC}} \downarrow), \text{ и цикл повторяется. Видим, что при загрузке бурового двигателя в заданной области подачи бурового инструмента нет.}$

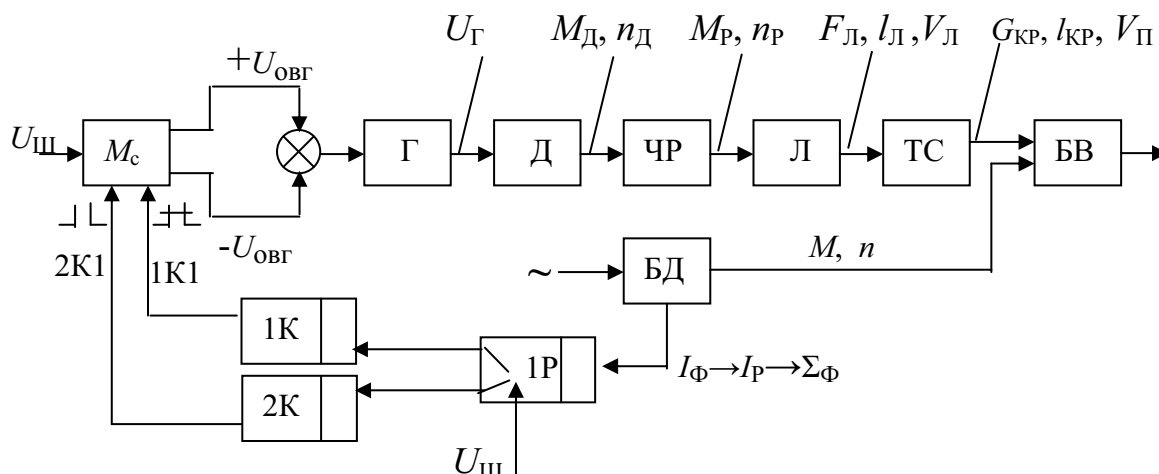


Рис. 4.20. Структурная схема бурового автоматического регулятора ХЭМЗ:  
 $\Sigma_{\Phi}$  – суммарный магнитный поток, создаваемый обмотками реле 1Р  
 $(I_{\Phi}$  – токи в фазных цепях  $\rightarrow I_{\text{Р}}$  – токи в обмотках реле);  
 остальные обозначения по тексту

В случае перегрузки бурового двигателя (точка 5, рис. 4.22 – превышение  $I_{\text{БД}}$  верхнего заданного значения) по разным причинам, не только за счет увеличения осевой нагрузки, цикл в схематичной форме может быть представлен следующим образом:  $(V_{\Pi} = 0, I_{\text{БД}} \uparrow) \rightarrow (I_{\text{IP}} \uparrow, \Sigma_{\Phi} \uparrow) \rightarrow (1\text{P2 замыкается (рис. 4.19, б, положение 3)} \rightarrow (2\text{K включается}) \rightarrow (2\text{K1 замыкается}) \rightarrow (\text{мост разбалансируется}) \rightarrow (-I_{\text{ОВГ}} \text{ А} \rightarrow \text{Б}) \rightarrow (-U_{\Gamma}, -U_{\text{Д}}) \rightarrow (-V_{\Pi}, G_{\text{OC}} \downarrow, \text{ т. е. реверс, точка 6, рис. 4.22}) \rightarrow (I_{\text{БД}} \downarrow) \rightarrow (I_{\text{IP}} \downarrow, \Sigma_{\Phi} \downarrow) \rightarrow (1\text{P2 размыкается}) \rightarrow (2\text{K выключается}) \rightarrow (2\text{K1 размыкается}) \rightarrow (\text{мост балансируется}) \rightarrow (I_{\text{ОВГ}} = 0) \rightarrow (U_{\Gamma} = 0, U_{\text{Д}} = 0) \rightarrow (V_{\Pi} = 0, \text{«выбурка»}, G_{\text{OC}} \downarrow, \text{ в точке 7, рис. 4.22, буровой двигатель входит в область заданной загрузки}).$

Основным недостатком бурового автоматического регулятора ХЭМЗ является контактная схема управления; достоинством – применение системы Г-Д для управления двигателем подачи.



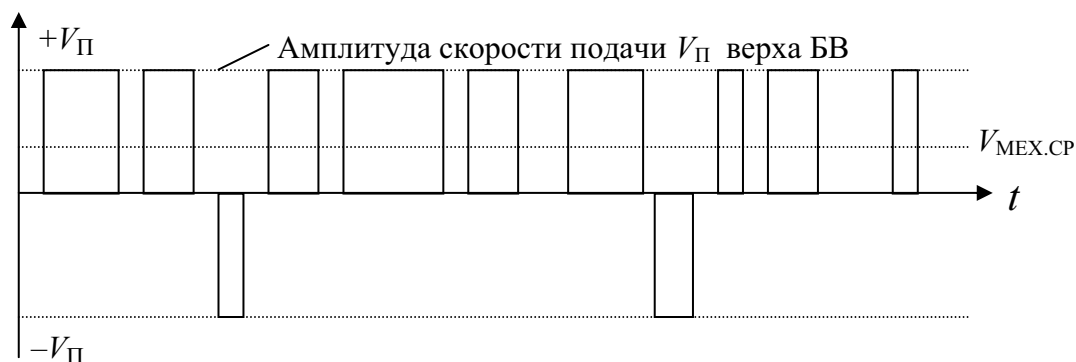


Рис. 4.21. График подачи долота  
(ступени подачи условно показаны прямоугольными)

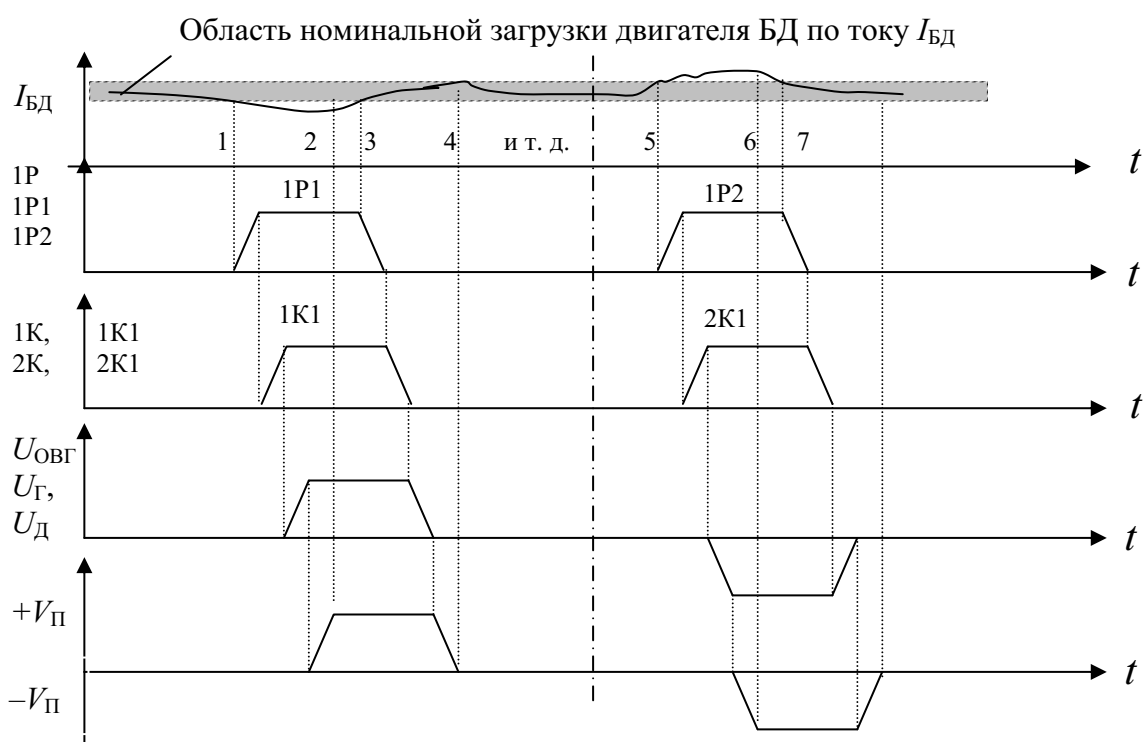


Рис. 4.22. Временная диаграмма работы звеньев бурового  
автоматического регулятора ХЭМЗ

### Электромашинные БАР с исполнительным электродвигателем переменного тока

Электромашинные БАР с исполнительным двигателем переменного тока весьма просты по конструктивному исполнению. В качестве исполнительных двигателей (двигателей подачи ДП) применяются асинхронные двигатели с короткозамкнутым или с фазным ротором. Управление двигателем подачи чаще всего производится с помощью релейно-контактных схем. В этом случае подача инструмента ступенчатая. Ре-

верс осуществляется путем переброски двух фаз силовой цепи двигателя ДП (регулятор активного типа).

На рис. 4.23 представлена схема БАР Скворцова, на рис. 4.24 – структурная схема.

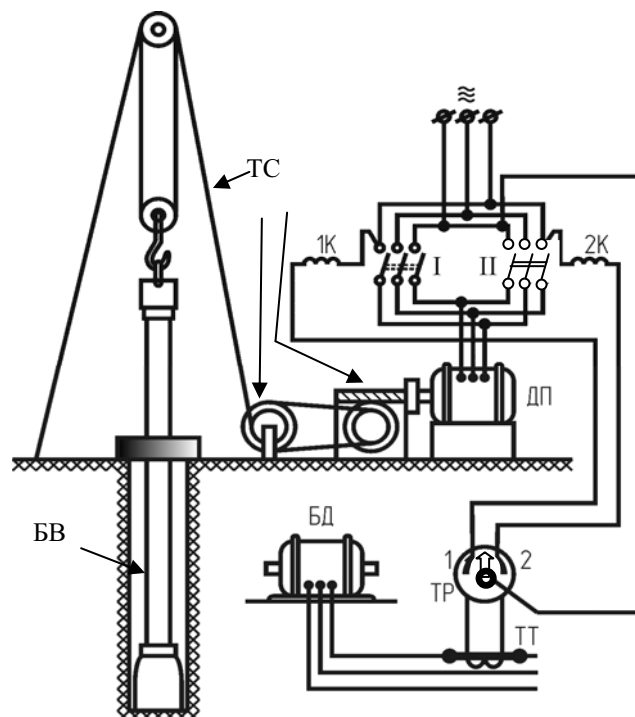


Рис. 4.23. Электромашинный БАР Скворцова:

БД – буровой двигатель; ДП – двигатель подачи; ТТ – трансформатор тока;  
ТР – токовое реле; 1К, 2К – контакторы; ТС – талевая система; Л – лебедка;  
ЧР – червячный редуктор; БВ – буровый вал

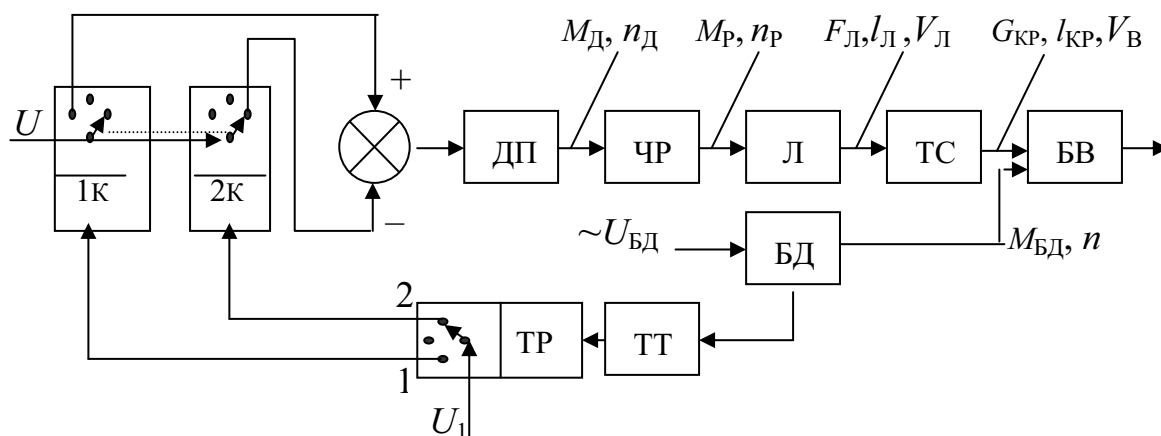


Рис. 4.24. Структурная схема БАР Скворцова

Подача инструмента осуществляется в функции загрузки бурового двигателя БД:  $\Pi = f(I_{БД})$ . Ток  $I_{БД}$  задается в пределах некоторой области ( $I_{БД1} - I_{БД2}$ ), и эта область определяется, прежде всего, глубиной, диамет-

ром скважины, типом породоразрушающего инструмента и осевой нагрузкой, которым при бурении соответствует своя, «нормальная», нагрузка (в пределах номинальной) бурового двигателя БД. Таким образом, регулятор будет реагировать на смену горных пород (изменяя среднюю скорость подачи и осевую нагрузку), износ долота и состояние скважины.

Контроль загрузки бурового двигателя осуществляется с помощью трансформатора тока ТТ, ко вторичной обмотке которого подключено токовое реле ТР с контактными пластинами 1 и 2.

При загрузке бурового двигателя БД в пределах заданной  $I_{БД\text{ зад}}$  (на схеме задатчик не показан) контактная стрелка токового реле ТР занимает нейтральное положение, следовательно, оба контактора 1К и 2К выключены, отключен и двигатель подачи ДП, подачи верха буровой колонны нет, идет «выбурка». Потребляемый ток  $I_{БД}$  уменьшается ( $I_{БД} < I_{БД1}$ ), стрелка токового реле ТР входит в контакт с пластиной 1 (это положение показано на рис. 4.23), замыкается цепь питания контактора 1К, который срабатывает (замыкаются контакты I) и подключает двигатель подачи ДП. Двигатель ДП осуществляет ступенчатую подачу верха буровой колонны, тем самым загружает буровой двигатель БД. Потребляемый ток  $I_{БД}$  увеличивается, стрелка токового реле ТР выходит из контакта с пластиной 1, занимает нейтральное положение, контактор 1К отключается, отключается и двигатель подачи ДП, подача верха буровой колонны прекращается, идет «выбурка». И цикл повторяется.

В случае перегрузки бурового двигателя (превышение  $I_{БД}$  верхнего заданного значения  $I_{БД2}$ ) стрелка токового реле ТР входит в контакт с пластиной 2, замыкается цепь питания контактора 2К, который срабатывает (замыкаются контакты II) и подключает двигатель подачи ДП с переброской двух фаз, что означает реверс в работе двигателя ДП: верх буровой колонны приподнимается, и если причина перегрузки бурового двигателя устранена, потребляемый ток  $I_{БД}$  уменьшается, стрелка токового реле ТР выходит из контакта с пластиной 2, занимает нейтральное положение, контактор 2К отключается, отключается и двигатель подачи ДП, приподъем верха буровой колонны прекращается, идет «выбурка».

Контакторы 1К и 2К заблокированы таким образом, что в работе может быть только один, или оба выключены.

При бурении вероятны моменты: 1) буровой двигатель БД может быть перегружен свыше номинального значения тока  $I_{БД\text{ ном}}$ ; 2) при изношенном долоте для загрузки бурового двигателя до заданного значения регулятор будет работать на подачу инструмента, повышая осевую нагрузку до аварийного значения. Следовательно, в схеме регулятора должна быть подсистема защиты от перегрузки бурового двигателя и

подсистема защиты бурового вала и долота от аварийного значения осевой нагрузки.

Недостатком БАР Скворцова является контактная система управления.

#### **4.6. Система верхнего привода**

Создание первого верхнего привода относится к началу 1980-х, и пионерами в области его разработки стали североамериканские ученые. Первые верхние приводы появились в России в 90-е годы вместе с импортными буровыми установками, и только к концу десятилетия речь зашла об отечественном производстве. Своим продвижением на российском рынке системы верхнего привода (СВП) обязаны, прежде всего, усложнением геолого-технических условий бурения и повышением внимания к ПЭБ. Системами СВП оборудуются как импортные, так и отечественные буровые установки.

Система бурения с верхним приводом особенно подходит для бурения глубоких скважин, сверхглубоких скважин, кустовых скважин, наклонных скважин и горизонтальных скважин на море и на суше, а также в регионах со сложной геологической структурой. Она также может широко использоваться на существующих буровых установках, если есть необходимость в их изменении.

Система бурения с верхним приводом (СВП) представляет собой новый тип бурового оборудования без традиционного бурового ротора.

Верхний привод совмещает функции вертлюга и ротора и оснащается комплексом устройств для работы с бурильными трубами при выполнении спуско-подъемных операций.

СВП состоит из талевого блока, силового вертлюга, блока питания, направляющей каретки, гидравлической станции, комплектом свинчивания и отвинчивания труб и панелью управления.

СВП предназначена для быстрой и безаварийной проводки вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин при бурении.

СВП обеспечивает выполнение целого ряда технологических операций:

- вращение бурильной колонны при бурении, проработке и расширении ствола скважины;
- свинчивание (развинчивание) резьбовых соединений труб;
- проведение спуско-подъемных операций с бурильными трубами, в том числе наращивание бурильной колонны свечами и однотрубками;
- проведение операций по спуску обсадных колонн;

- проворачивание бурильной колонны при бурении забойными двигателями;
- промывку скважины и проворачивание бурильной колонны при СПО;
- расхаживание бурильных колонн и промывку скважины при ликвидации аварий и осложнений.

#### **4.6.1. Преимущества СВП**

Основные преимущества применения СВП.

1. *Экономия времени на наращивание труб при бурении.* Наращивание колонны бурильных труб свечой длиной 28 м позволяет устранить каждые два из трех соединений бурильных труб.

2. *Уменьшение вероятности прихватов бурильного инструмента.* Силовой вертлюг позволяет в любой необходимый момент времени при спуске или подъеме инструмента элеватором в течение 2...3 минут соединить с бурильной колонной и восстановить циркуляцию бурового раствора и вращение бурильной колонны, тем самым предотвратить прихват инструмента.

3. *Расширение (проработка) ствола скважины не только при спуске, но и при подъеме инструмента.*

4. *Повышение точности проводки скважин при направленном бурении.* При использовании отклонителя с гидравлическим забойным двигателем для измерения угла скважины свечу можно удерживать в заданном положении по всей длине свечи, что приводит к лучшей ориентации колонны и меньшему числу контрольных съёмок.

5. *Повышение безопасности работы буровой бригады.* Возможность вести наращивание свечой, а не одной трубкой снижает число используемых соединений, что уменьшает вероятность несчастных случаев.

6. *Снижение вероятности выброса флюида из скважины через бурильную колонну.* Наличие механизированного сдвоенного шарового крана (превентора) позволяет быстро перекрыть внутреннее отверстие в колонне, тем самым предотвратить разлив бурового раствора при отсоединении ствола силового вертлюга от свечи. Вся операция проводится бурильщиком без участия остальных членов буровой бригады.

7. *Облегчение спуска обсадных труб в зонах осложнений за счет вращения.* Возможность вести спуск обсадной колонны с вращением и промывкой обсадных труб при добавлении специального переводника для обсадных труб.

8. *Повышение качества керна.* Бурение на всю длину свечи без наращивания однотрубками улучшает качество керна, снижает число рейсов.

9. *Обеспечение точного крутящего момента при свинчивании и докреплении резьб.* Использование электродвигателя постоянного тока, или переменного с изменяющейся частотой дает возможность получать точный и плавный меняющийся вращательный момент докрепления для каждого соединения, что увеличивает срок службы бурильной свечи.

#### **4.6.2. Основные механизмы СВП**

Ниже приводится описание одной из систем СВП.

Подвижная часть СВП состоит из вертлюга-редуктора, который на штропах подвешен на траверсе талевого блока.

На верхней крышке вертлюга-редуктора установлен взрывозащищенный электродвигатель постоянного тока. Один конец вала электродвигателя через эластичную муфту соединен с быстроходным валом редуктора. На другом конце установлен диско-колодочный тормоз. К корпусу вертлюга-редуктора крепится рама, через которую блоком роликов передается крутящий момент на направляющие и с них – на вышку. Между талевым блоком и вертлюгом-редуктором установлена система разгрузки резьбы, обеспечивающая автоматический вывод резьбовой части ниппеля замка бурильной трубы из муфты при развинчивании и ход ниппеля при свинчивании замка. При этом исключается повреждение резьбы.

Трубный манипулятор под действием зубчатой пары с приводом от гидромотора может разворачивать элеватор в нужную сторону: на мостки, на шурф для наращивания или в любую другую сторону при необходимости.

Трубный зажим служит для захвата и удержания от вращения верхней муфты трубы во время свинчивания (развинчивания) с ней ствола вертлюга.

Между ниппелем и стволом вертлюга навернут ручной шаровой кран для оперативного перекрытия внутреннего отверстия ствола вертлюга. Для оперативного перекрытия отверстия ствола вертлюга перед отводом установлен внутренний превентор (двойной шаровой кран), который одновременно служит для удержания остатков промывочной жидкости после отвинчивания бурильной колонны.

Вертлюжная головка служит для передачи рабочей жидкости с невращающейся части системы верхнего привода на вращающуюся часть и позволяет не отсоединять гидравлические линии, когда трубный манипулятор вращается с бурильной колонной при бурении, при проработке скважины или позиционировании механизма отклонения штропов элеватора.

Система отклонения штропов предназначена для отвода и подвода элеватора к центру скважины. Система отклонения штропов представляет собой штропы, подвешенные на боковых рогах траверсы. К штропам крепятся гидроцилиндры отклонения штропов.

Главная особенность СВП – возможность монтировать его в любое время проводки скважины, практически не прерывая бурения.

#### **4.6.3. Система СВП грузоподъемностью 320 и 500 т**

Система верхнего привода грузоподъемностью 320 и 500 т является первой системой такого класса, разработанной и изготовленной в России. Рабочая документация СВП прошла международную техническую экспертизу, проведенную фирмой Woodland Systems, Inc (США).

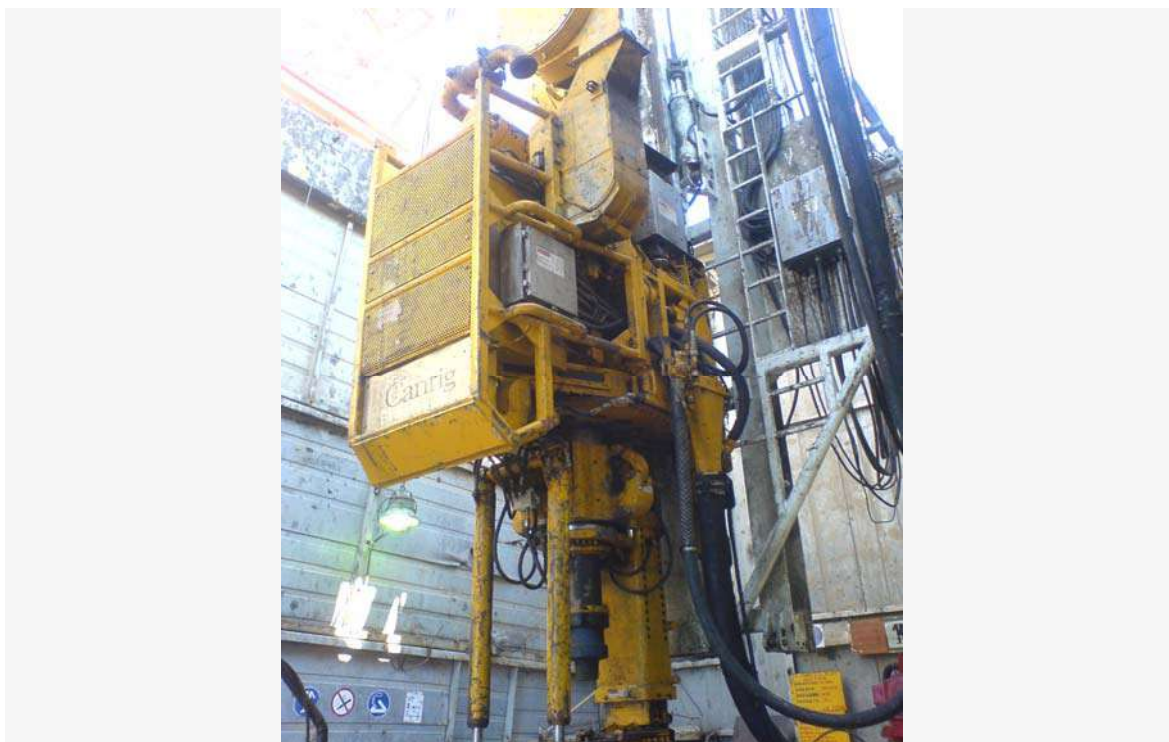
##### *Технические характеристики СВП*

Допускаемая нагрузка, т .....	320	500
Передаточное отношение редуктора .....	6,35	
Крутящий момент для вращения бурильной колонны, кНм:		
длительно действующий .....	41	
кратковременный .....	62	
Максимальная частота вращения при крутящем моменте, об/мин .....	157	
Максимальная частота вращения, об/мин .....	236	
Диапазон регулирования частоты вращения, % .....	0—100	
Крутящий момент раскрепления, кН·м .....	80	
Максимальное давление нагнетания прокачиваемой жидкости (бурового раствора), МПа .....	40	
Условный проход ствола, мм .....	75	
Рабочее давление шаровых кранов (внутренних превенторов), МПа .....	70	
Диаметр бурильных труб, мм .....	89, 102, 114, 127, 140, 146	
Тип электродвигателя .....	регулируемый, постоянного тока, с ручным управлением, с дистанционным управлением, во взрывозащищенном исполнении	
Номинальная частота вращения электродвигателя, об/мин .....	1000	
Максимальная частота вращения электродвигателя, об/мин .....	1500	
Мощность электродвигателя, кВт .....	750	

На рис. 4.25–4.28 показаны общие виды некоторых СВП.

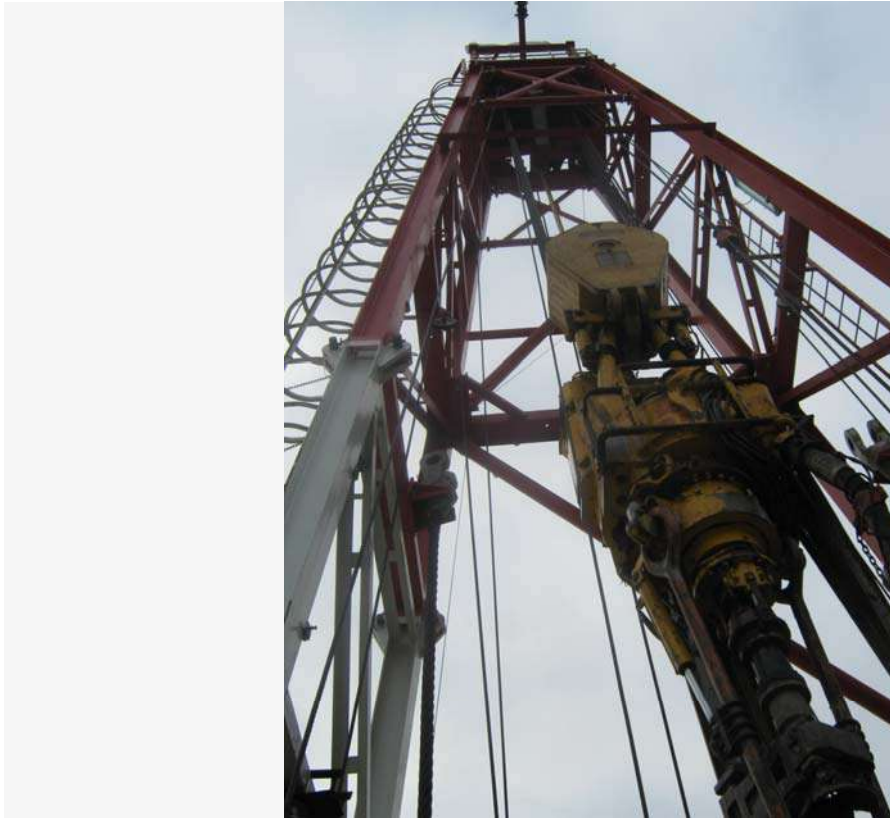


*Рис. 4.25*



*Рис. 4.26*





*Рис. 4.27*



*Рис. 4.28*

#### 4.6.4. Зарубежные системы верхнего привода



Рис. 4.29. Верхний привод Bentec TD-500-HT

##### *Верхний привод Bentec TD-500-HT*

Система верхнего привода разрабатывалась для тяжелых условий эксплуатации и в соответствии со строгими допусками для буровой промышленности. Конструкция верхнего привода соответствует новейшим европейским стандартам разработки СЕ и также отвечает интернациональным стандартам американского нефтяного института API, чтобы обеспечить очень высокий уровень безопасности для потребителей.

Конструктивные решения для высококачественного верхнего привода Bentec выбирались исходя из более чем 15 лет опыта в обслуживании и ремонте верхних приводов любого типа.

##### Отличия Bentec.

Верхний привод Bentec TD 500 НТ – это верхний привод с приводом двигателем переменного тока, разработанный для использования как переносной или постоянно установленный модуль для применения на наземных или на морских установках. Компактные размеры подходят для многих типов мачт.

##### Особенности конструкции:

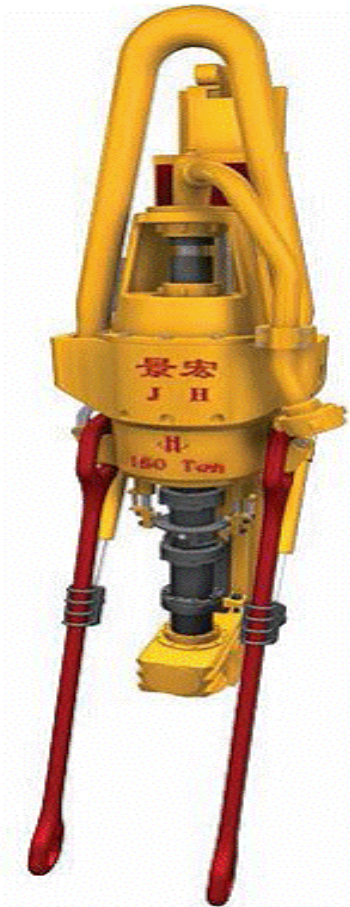
- высокий крутящий момент;
- широкий диапазон оборотов без переключения редуктора;
- высокий момент скручивания и откручивания;
- подходит для условий с низкой температурой;
- встроенные цилиндры противовеса;
- встроенный блок гидравлики;
- резервные подключения для гидравлических функций;
- система направляющего рельса;
- низкое шумовое излучение;
- подходит для питания с частотой 50 и 60 Гц;
- подходит для устройства плавного крутящего момента;
- сертифицирован по АТЕХ;
- легкость обслуживания.

### **Системы верхнего привода компании LTD «Oil Link»**

Компания LTD «Oil Link» считается одним из ведущих предприятий, занимающихся поставками современного нефтяного оборудования, в том числе бурового оборудования, и специальной техники по территории всей Российской Федерации и в страны СНГ.

#### **Модель DQ20 (технические параметры; гидравлический привод)**

Грузоподъемность, т.....	150
Номинальная глубина бурения (колонной 30 кг/м), м .....	2000
Электродвигатель АС.....	..380 В, 50 Гц
Мощность, кВт.....	300
Частота вращения, об/мин.....	0–180
Крутящий момент длительного действия, кН·м.....	30
Крутящий момент кратковременного действия, кН · м.....	45
Диаметр бурильных труб, мм.....	87–270
Рабочее давление, МПа.....	35
Давление гидросистемы, МПа.....	16
Рабочее давление шаровых кранов (внутренних превенторов), МПа..	70
Условный проход ствола, мм.....	62
Максимальное давление нагнетания бурового раствора, МПа.....	35
Длина корпуса, м.....	3,6
Температура окружающей среды, °С.....	от –35 до 55



#### **Комплектация:**

1. Верхний привод DQ20 (гидромотор Hagglunds CA100).
2. Пульт бурильщика.
3. Штропы элеватора 150 т.
4. Система контроля давления (система противовыбросовых клапанов).
5. Станция управления (панель управления гидравлическая, система клапанов, гидронасос Hagglunds AV500, дизельный двигатель Cummins или CAT).
6. Система перемещения верхнего привода.
7. ЗИП.

*Рис. 4.30. Верхний привод DQ20*



## Модель DQ-40LHTY-A (технические параметры)

Номинальная грузоподъемность, кН.....	2250
Рабочая высота (2,7 м штроп), м.....	5,12
Номинальная мощность двигателя, кВт.....	257
Крутящий момент при бурении, кН·м.....	26
Крутящий момент развинчивания, кН·м .....	39
Тормозной момент, кН·м.....	47
Номинальное давление циркуляции, МПа.....	35
Номинальное давление внутренних клапанов, МПа.....	70
Условный проход ствола, мм.....	76
Расстояние между валом и направляющими, мм.....	510
Расстояние между валом и передним концом, мм.....	452
Источник питания: (напряжение , В)/(частота тока, Гц).....	...(575–625)/( 47–53)
Номинальная/максимальная сила тока, А.....	310 / 645
Диапазон частоты вращения, об/мин.....	0–180

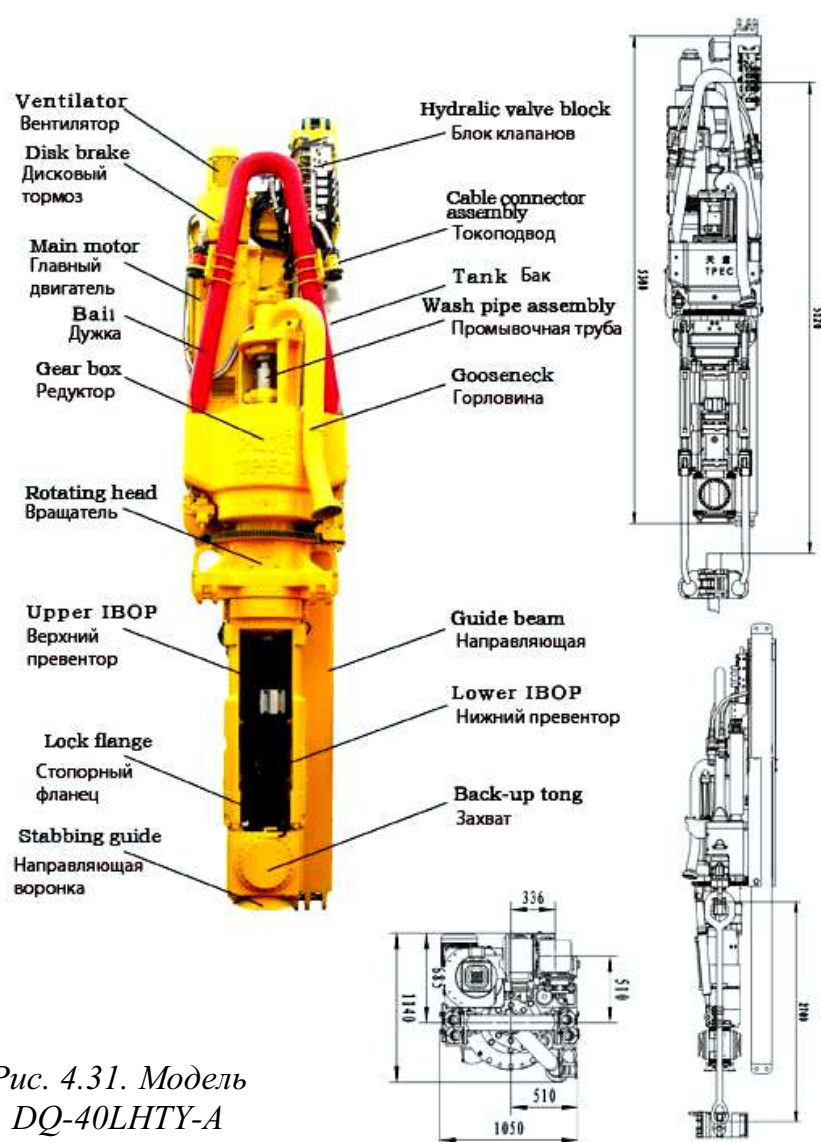


Рис. 4.31. Модель DQ-40LHTY-A

### Модель DQ-50LHTY1 (технические параметры)

Номинальная грузоподъемность, кН.....	3150
Рабочая высота (2,7 м штроп), м.....	5,9
Номинальная мощность двигателя, кВт.....	350
Крутящий момент при бурении, кН·м.....	36
Крутящий момент развинчивания, кН·м.....	50
Тормозной момент, кН·м.....	53
Номинальное давление циркуляции, МПа.....	35
Номинальное давление внутренних клапанов, МПа.....	70
Условный проход ствола, мм.....	76
Расстояние между валом и направляющими, мм.....	690
Расстояние между валом и передним концом, мм.....	475
Источник питания: (напряжение, В)/(частота тока, Гц).....	(575–625)/( 47–53)
Номинальная/максимальная сила тока, А.....	436/775
Диапазон частоты вращения, об/мин.....	0–180

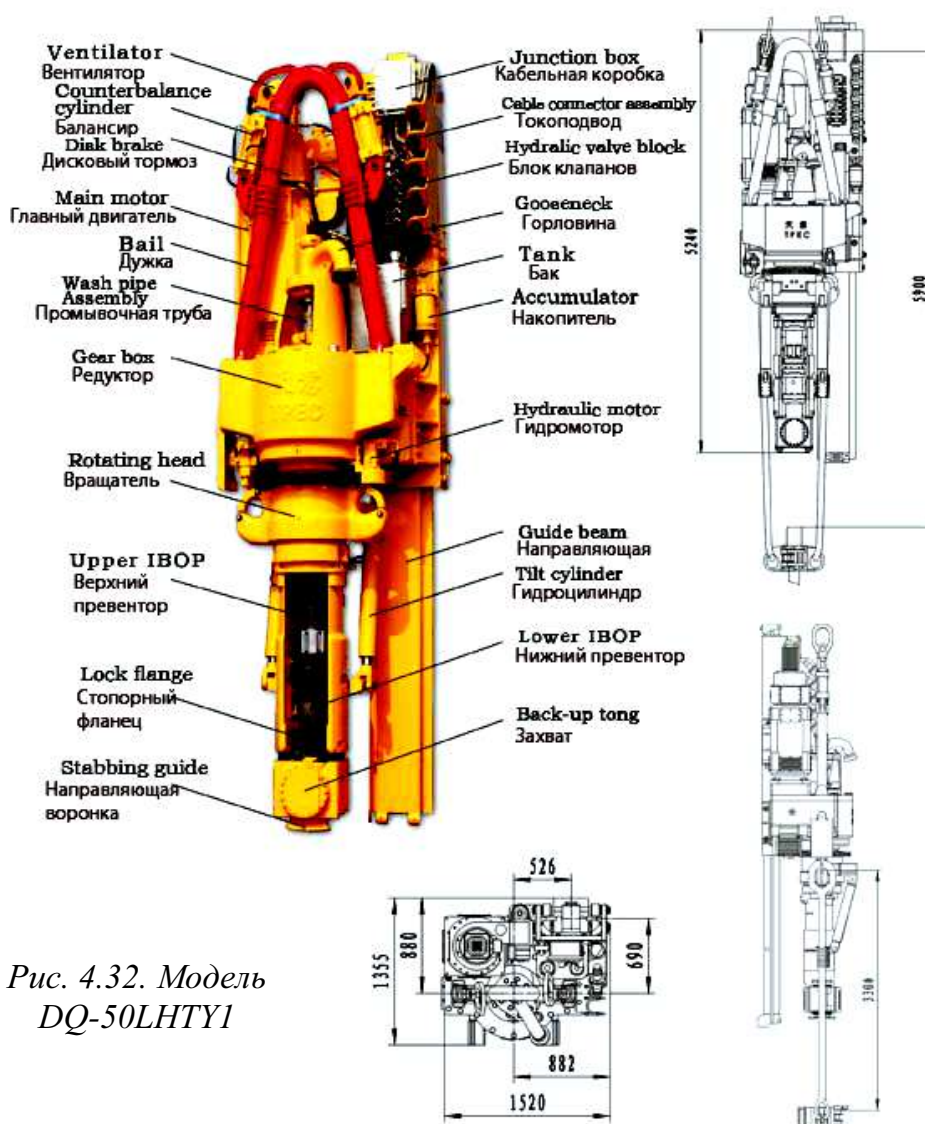


Рис. 4.32. Модель DQ-50LHTY1

### Модель DQ-70LHTY1 (технические параметры)

Номинальная грузоподъемность, кН.....	4500
Рабочая высота (2,7 м штроп), м.....	6,07
Номинальная мощность двигателя, кВт.....	2 × 350
Крутящий момент при бурении, кН·м.....	60
Крутящий момент развинчивания, кН·м.....	80
Тормозной момент, кН·м.....	2 × 53
Номинальное давление циркуляции, МПа.....	35
Номинальное давление внутренних клапанов, МПа.....	70
Условный проход ствола, мм.....	76
Расстояние между валом и направляющими, мм.....	992
Расстояние между валом и передним концом, мм.....	505
Источник питания: (напряжение, В)/(частота тока, Гц).....	(575–625)/(47–53)
Номинальная/максимальная сила тока, А.....	2 × 436 / 2 × 775
Диапазон частоты вращения, об/мин.....	0–220

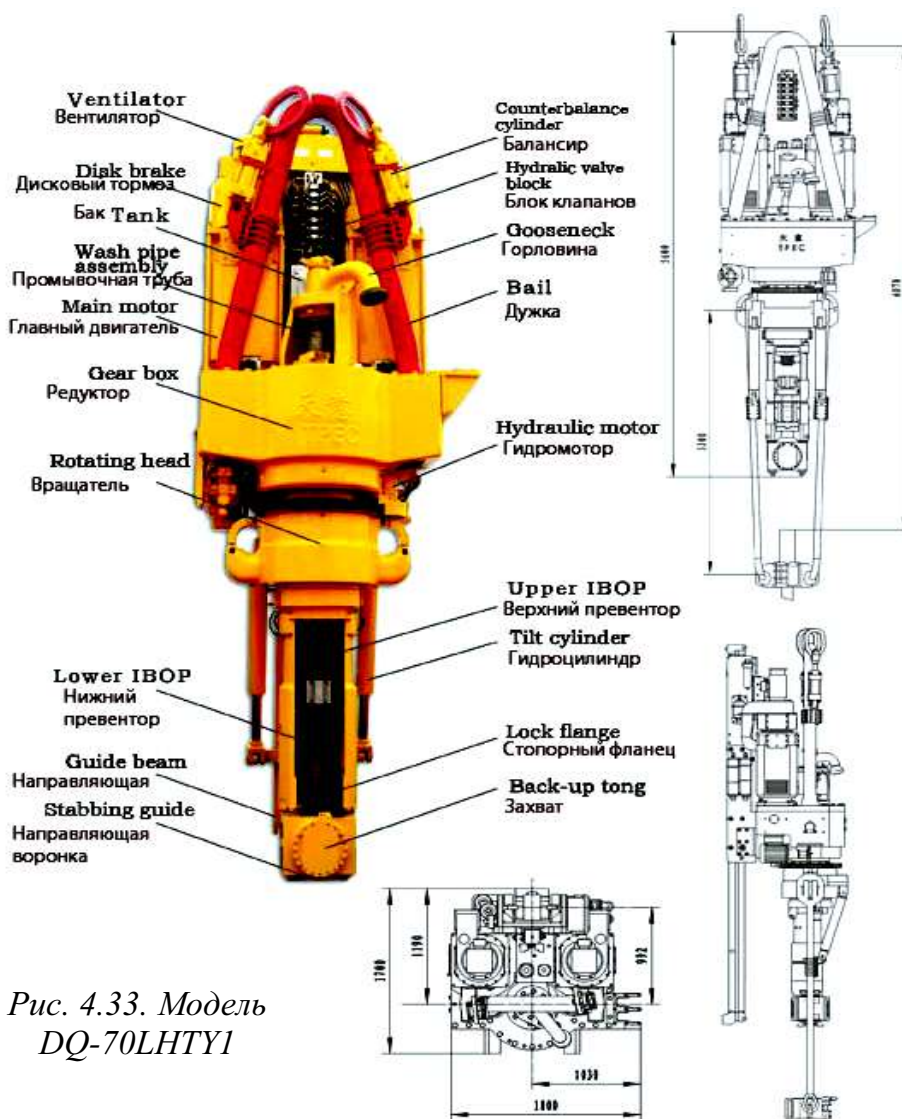


Рис. 4.33. Модель DQ-70LHTY1

#### 4.7. Автоматизация и механизация спуско-подъемных операций (СПО)

Из всех работ, связанных с бурением скважины, наиболее трудоемкими являются спуск и подъем бурильных труб. В зависимости от глубины скважины и крепости буримых пород на выполнение этих работ может расходоваться 50 % производительного времени.

В целях облегчения труда буровой бригады, повышения производительности труда и качества технологических операций в современных буровых установках широко используются средства автоматизации и механизации.

При спуске и подъеме бурового снаряда многократно выполняются однотипные операции (захват, освобождение, свинчивание, развинчивание, спуск, подъем), требующие большого физического напряжения.

Наличие комплексов автоматизации спуско-подъемных операций (комплексов АСП) в составе буровых установок позволяет:

- совмещать во времени спуск и подъем свечей бурильных труб и ненагруженного элеватора с установкой свечи на подсвечник и ее вынос;
- механизировать свинчивание и развинчивание свечей;
- механизировать установку свечей на подсвечник и вынос их к центру скважины;
- механизировать наращивание бурильных труб;
- автоматизировать захват и освобождение бурильных труб элеватором;
- механизировать смазку резьб замковых соединений.

В состав комплекса АСП входят автоматический элеватор, механизм захвата свечи, механизм подъема свечи, механизм расстановки свечей, подсвечники и магазины, подвижный центратор и пульт управления.

Автоматический элеватор предназначен для подхвата и освобождения колонны бурильных труб при СПО.

Механизм захвата свечи работает при включении с пульта управления, автоматически захватывая свечу и освобождая ее после установки на подсвечник. Этот механизм состоит из захватного устройства и каретки, которая крепится к скобе стрелы механизма расстановки свечей.

Механизм подъема свечи служит для подъема и спуска механизма захвата со свечой при ее переносе и представляет собой блок цилиндров двойного действия с рабочим давлением 0,6–0,9 МПа.

Механизм расстановки свечей предназначен для переноса свечи с центра скважины на подсвечник и обратно. Он состоит из рамы с тележкой, перемещающейся по направляющим, и стрелы.

Подсвечник представляет собой металлоконструкцию, разделенную на секции и предназначенную для установки на ней свечей.

Для удержания верхних концов свечей в определенном порядке используют магазин, разделенный на секции пальцами.

Подвижный центратор перемещается по специальным направляющим канатам и удерживает верхний конец свечи в центре скважины при свинчивании и развинчивании. В случае использования элеваторов для наращивания колонны бурильных труб время может быть существенно уменьшено, если вместо двух элеваторов применять три. Время на наращивание может быть сокращено на 30 %.

Спуск колонны обсадных труб в скважину аналогичен описанному выше спуску колонны бурильных труб (свечей).

В табл. 4.1 приводится техническая характеристика АСП, а на рис. 4.34 – его общий вид.

Таблица 4.1

*Техническая характеристика комплекса механизмов АСП*

Параметры	АСП-3М1	АСП-3М2	АСП-3М4	АСП-3М5	АСП-5	АСП-6
Длина свечи, м	25...29					
Максимальная грузоподъемность автоматического элеватора, кг	250	320	320	320	300	400
Шифр автоматического элеватора	ЭА-250			ЭА-320		ЭА-400
Грузоподъемность механизма подъема свечи, кг, при давлении сжатого воздуха МПа:						
0,3	2,6	2,6	2,6	2,6	3200	3200
0,7	6,0	6,0	6,0	6,0	7400	7400
1,0	8,6	8,6	8,6	8,6	10500	10500
Число тележек механизма расстановки свечей	1	1	1	1	1	2 x 2=4
Максимальный ход стрелы механизма расстановки свечей, мм	4760	4760	5620	4200	4200	5620
Максимальный ход тележки, мм:						
влево	2200	2200	2750	2300	2300	5600
вправо	2200	2200	2750	2300	2300	3650
Мощность электродвигателя МТК-Ш-6 для перемещения тележки, кВт	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Диаметр труб, для которых предназначены механизм захвата свечей и автоматический элеватор, мм:						
бурильных	114–146	89–146	89–146	89–146	89–146	114; 127
утяжеленных	114–178	114–178	114–178	114–178	114–178	129; 140



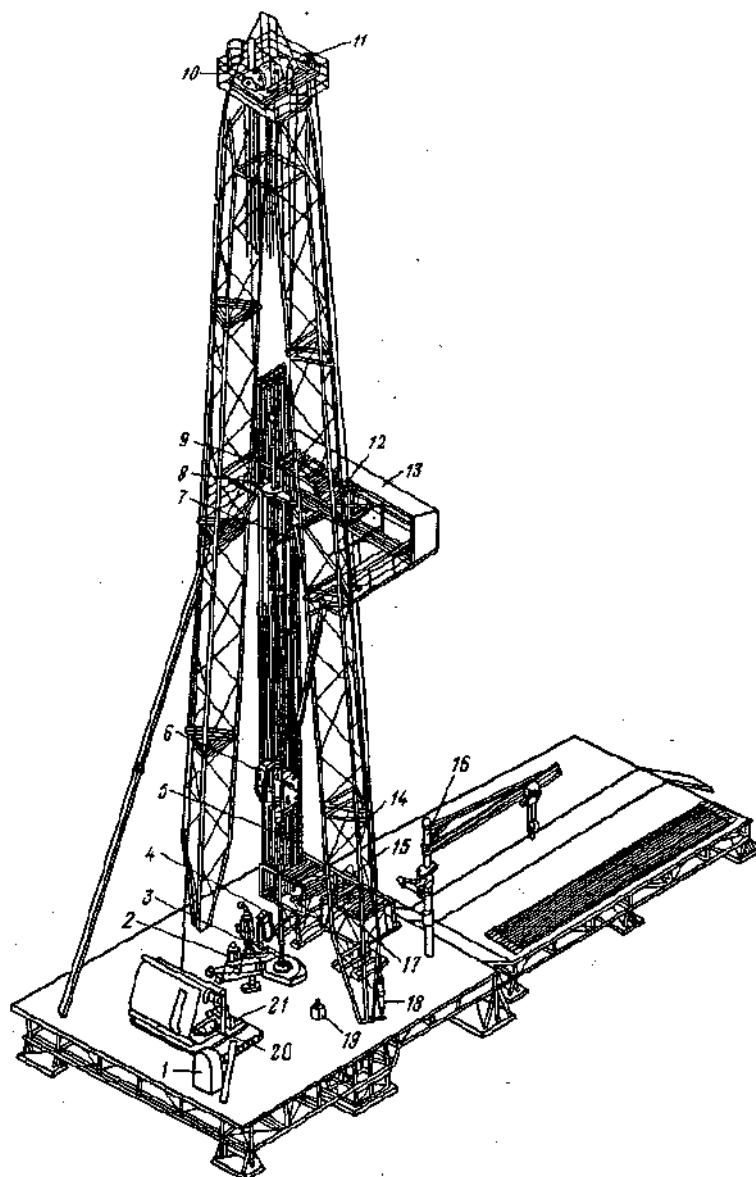


Рис. 4.34. Комплекс механизмов АСП:

1 – панель управления АСП-3; 2 – ключ АКБ-3М; 3 – пневматический клиновой захват ПКР; 4 – приспособление для подъема вертлюга; 5 – автоматический элеватор; 6 – талевый блок; 7 – механизм захвата свечи; 8 – центратор; 9 – магазин для размещения свечей; 10 – кронблок; 11 – канатный шкив; 12 – механизм переноса свечи; 13 – укрытие верхней площадки; 14 – подсвечник; 15 – пульт управления механизмами переноса и захвата свечей; 16 – поворотный электрокран; 17 – приспособление для смазки резьбы; 18 – механизм подъема свечи; 19 – пульт управления ключами; 20 – буровая лебедка; 21 – командоаппарат

Для раскрепления, развинчивания и свинчивания бурильных и обсадных труб применяют автоматический буровой ключ АКБ (табл. 4.2), устанавливаемый между лебедкой и ротором со стороны его приводного вала.

Таблица 4.2

*Техническая характеристика АКБ-3М2*

Диапазон работы ключа, мм:	
для труб с бурильными замками	108–216
для обсадных труб	114–194
Допустимый износ бурильных замков, мм	9
Частота вращения турбозажимного устройства (при давлении воздуха на входе в пульт 0,1 МПа), об/мин:	
максимальная	84
минимальная	80
Крутящий момент, кН·м:	
номинальный	1,2
максимальный:	
при развинчивании	50
при завинчивании без докрепления	18
при завинчивании с одним докреплением	25
Длина хода блока ключа, мм	10
Давление воздуха в сети (у пульта управления), МПа	0,7–1,0
Расход воздуха на один цикл работы, м <sup>3</sup>	1,2
Габариты, мм	1655 × 1013 × 2388
Габариты пульта управления, мм	740 × 415 × 1300
Масса ключа, кг	2800

**4.8. Автоматический долив скважины при СПО**

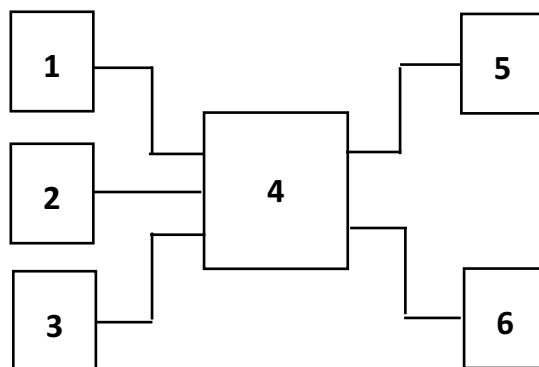
Система автоматического долива «Уровень-1» предназначена для автоматического поддержания уровня бурового раствора на глубине до 30 м от устья скважины и сигнализации о флюидопроявлениях при подъеме инструмента, поглощениях при спуске и неподвижном состоянии инструмента.

Система рассчитана для работы в комплекте с источником быстрых нейтронов плутоний-бериллиевым (ТУ 95.7162-76) или полоний-бериллиевым (ТУ 95.7143-76).

В состав системы входят (рис. 4.35): блок электронный; индикатор медленных нейтронов; камера источника; счетчик свечей; индикатор потока; сирена сигнальная СС-1; затвор шланговый с электроприводом.

Во время подъема инструмента, когда уровень промывочной жидкости опустится ниже уровня установки реле уровня 3, это реле сработает и через электронный блок 4 откроет шланговый затвор 6, установленный на линии подачи промывочной жидкости. Открытое состояние затвора 6 запрещает работу электронного блока 4 от счетчика свечей 2. По достижении уровня промывочной жидкости в

скважине заданной величины схема возвращается в исходное состояние, т. е. затвор закрывается.



*Рис. 4.35. Структурная схема устройства «Уровень-1»:*

*1 – индикатор потока; 2 – счетчик свечей; 3 – реле уровня; 4 – электронный блок;  
5 – сигнальная сирена; 6 – шланговый затвор*

Если при подъеме инструмента уровень промывочной жидкости не опускается по причине проявления, реле уровня не срабатывает.

#### **4.9. Комплекс «КИБР»**

Комплекс технических средств экспрессного контроля параметров бурового раствора в процессе бурения скважин на нефть и газ «КИБР» (ТПУ) предназначен для экспрессного измерения с шагом 5 мин, индикации на цифровых табло пульта бурового мастера, записи на ленту цифropечатающего устройства, передачи информации на ЭВМ более высокого уровня и на пульт бурильщика следующих параметров бурового раствора: плотности; массовой доли жидкой фазы и массовой доли твердой фазы в манифольде, после вибросита и гидроциклонов; расхода раствора через манифольд; вязкости; водоотдачи; степени засоленности и температуры раствора в мернике, а также для раннего обнаружения газопроявлений и нефтеводопроявлений при бурении нефтяных и газовых скважин.

Преимущества комплекса по сравнению с аналогами:

- экспрессное измерение без отбора проб водоотдачи, вязкости и засоленности раствора в мернике;
- определение количества твердой фазы раствора в манифольде, желобе и после системы очистки;
- обнаружение на ранней стадии проявления продуктивного пласта и распознавание типа проявления (разгазирование или разбавление раствора);
- контроль за качеством промывки скважины перед ее цементированием.

На рис. 4.36. показан общий вид комплекса.



Рис. 4.36. Общий вид комплекса «КИБР»

Комплекс состоит из датчиков различного принципа действия, смонтированных в технологической линии циркуляции раствора, концентратора, компьютера и цифровых индикаторов (рис. 4.37). Датчики соединяются с концентратором специализированным кабелем длиной 250 м. Концентратор соединяется с компьютером кабелем длиной 300 м. Компьютер устанавливается на рабочем месте инженера-технолога или бурового мастера. Цифровые индикаторы размещаются в вышечном и растворном блоках.

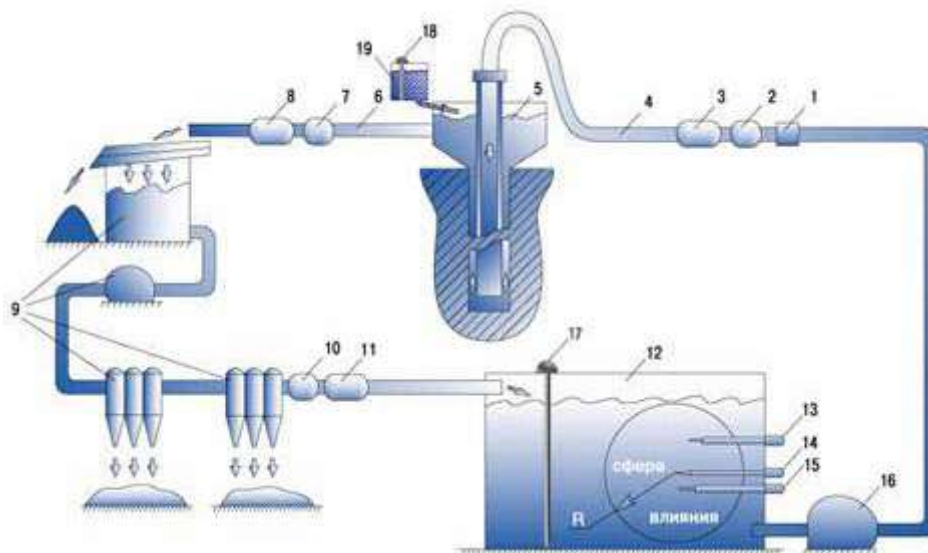


Рис. 4.37. Схема установки датчиков комплекса «КИБР» на буровой:  
 1 – датчик расхода; 2, 7, 10 – датчики плотности; 3, 8, 11 – датчики массовой доли жидкой фазы; 4 – манифольд; 5 – устье скважины; 6 – желоб; 9 – система очистки раствора; 12 – мерник; 13 – датчик температуры; 14 – датчик степени минерализации; 15 – датчик вязкости; 16 – растворонасос; 17, 18 – датчики уровня; 19 – доливочная емкость

Исполнение датчиков – взрывобезопасное.

Питание от сети переменного тока напряжением  $220 \pm 22$  В и частотой  $50 \pm 0,5$  ГЦ.

Конструкция датчиков плотности и массовой доли жидкой фазы, содержащих радиоизотопные источники нейтронов и гамма-квантов, обеспечивает радиационную безопасность при эксплуатации их на буровой в соответствии с «Основными санитарными правилами обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ 99)» (требования к приборам технологического контроля).

Основные технические характеристики комплекса «КИБР» приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

*Основные технические характеристики комплекса «КИБР»*

Диапазон измерения плотности на входе/выходе скважины, г/см <sup>3</sup>	0,8–2,5
основная погрешность, г/см <sup>3</sup>	0,01
Диапазон измерения массовой доли жидкой фазы на входе/выходе скважины, %	40–100
основная погрешность (абсолютная), %	1,0
Диапазон измерения массовой доли твердой фазы на входе/выходе скважины, %	0–100
основная погрешность (абсолютная), %	1,5
Диапазон измерения расхода на входе, л/с	0–100
основная погрешность, л/с	1,5
Диапазон измерения водоотдачи, см <sup>3</sup>	4–20
основная погрешность, см <sup>3</sup>	1,0
Диапазон измерения степени засоленности, г/л	0–150
основная погрешность, г/л	1,0
Диапазон измерения температуры, °С	0–80
основная погрешность, °С	0,5
Диапазон измерения условной вязкости, с	15–120
основная погрешность, с	1,5
Диапазон измерения газосодержания раствора, об. %	0–10
основная погрешность, об. %	1,0
Уровни раствора в мернике и доливочной емкости, %	0–100
основная погрешность (абсолютная), %	–2,5...+2,5
Диапазон температуры окружающей среды для датчиков плотности, массовой доли жидкой фазы и расхода, °С	–45...+45
Диапазон температуры окружающей среды для датчиков водоотдачи, вязкости, степени засоленности и температуры раствора, °С	0–45
Диапазон температуры окружающей среды для пульта бурильщика, °С	–45...+45
Диапазон температуры окружающей среды для концентратора и компьютера, °С	10–35

## **Контрольные вопросы**

1. Структурная схема ручного регулирования осевой нагрузки при подаче инструмента с лебедки.
2. Структурная схема автоматического регулятора осевой нагрузки при подаче инструмента с лебедки.
3. Графики подачи верха бурильного вала; пояснить их суть.
4. Правила построения структурных схем буровых автоматических регуляторов. Привести пример сложного звена.
5. Привести варианты структурных схем стабилизатора расхода промывочной жидкости, дать их анализ.
6. Регулирование частоты оборотов вала асинхронных электрических двигателей.
7. Регулирование частоты оборотов вала электрических двигателей постоянного тока.
8. Электромашинный регулятор ХЭМЗ: структурная схема, график подачи долота, временная диаграмма работы звеньев регулятора.
9. Электромашинный регулятор Скворцова: структурная схема, график подачи долота, временная диаграмма работы звеньев регулятора.
10. Узлы системы верхнего привода.
11. Какие технологические операции обеспечивает СВП.
12. Основные преимущества СВП.
13. Автоматизация и механизация СПО.
14. Автоматический долив скважины при СПО.

## **Список литературы**

1. Устройства подачи долота для бурения нефтяных и газовых скважин / Э.А. Вольгемут, В.Х. Исаченко, О.М. Котляр и др. – М.: Недра, 1969. – 234 с.
2. Котляров А.М. Автоматизация буровых агрегатов. – М.: Недра, 1971. – 183 с.
3. Москаленко В.В. Автоматизированный электропривод: учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 416 с.
4. Погарский А.А., Чефранов К.А., Шишкин О.П. Оптимизация процессов глубокого бурения. – М.: Недра, 1981. – 296 с.
5. Храменков В.Г. Контроль и автоматизация технологических процессов при бурении геологоразведочных, нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004.

---

---

## **5. КОМПЬЮТЕРИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН**

Информационное обеспечение процесса бурения нефтяных и газовых скважин является наиболее важным звеном в процессе строительства скважин, особенно при введении в разработку и освоении новых нефтегазовых месторождений.

В информационном обеспечении процесса строительства скважин особенно важную роль играют геолого-технологические исследования (ГТИ). Основной задачей службы ГТИ являются изучение геологического строения разреза скважин, выявление и оценка продуктивных пластов и повышение качества строительства скважин на основе получаемой в процессе бурения геолого-геохимической, геофизической и технологической информации.

Оперативная информация, получаемая службой ГТИ, имеет большое значение при бурении разведочных скважин в малоизученных регионах со сложными горно-геологическими условиями, а также при проводке наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Геолого-технологические исследования являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин.

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Непосредственным Заказчиком у Производителя работ по ГТИ являются недропользователи или операторы, которым недропользователи передают работы по использованию недр (разведочные, добывающие предприятия, имеющие выданную в установленном порядке лицензию на осуществление соответствующих видов деятельности).

В табл. 5.1. приводится расшифровка принятых сокращений, используемых в разделе.

Таблица 5.1

АВПД	аномально высокое пластовое давление
АВПоД	аномально высокое поровое давление
АК-метод	акустический метод
АНПД	аномально-низкое пластовое давление
БД	база данных
БПК	блок питания и коммутации
БН	блок наблюдения
БР	буровой раствор
ВНК	водонефтяной контакт
ГВС	газовоздушная смесь
ГГС	громкоговорящая связь
ГЗД	гидравлический забойный двигатель
ГИРС	геофизические исследования и работы в скважинах
ГНК	газонефтяной контакт
ГТИ	геолого-технологические исследования
ДМК	детально-механический каротаж
ДЧ	датчик частоты
ИДБР	измеритель
ИИРБР	измеритель изменения расхода бурового раствора
ИК-метод	индукционный метод
К1-М	концентратор
КИП	партия обработки и интерпретации материалов
МСД	модуль сбора данных
ПЖ	промывочная жидкость
СОД	система отображения данных
ПО	программное обеспечение
ПУБ	пульт бурильщика
СУБД	система управления базой данных
ТВД	термовакuumная дегазация
УВГ	углеводородный газ
УР	устройство регистрации
УРБ	управление разведочного бурения
ФЕС	фильтрационно-емкостные свойства



## 5.1. Задачи геолого-технологических исследований.

### Структура службы партии

По целевому назначению основные задачи ГТИ подразделяются на: геологические, технологические, планово-экономические, научно-исследовательские (экспериментальные) и информационные (рис. 5.1).

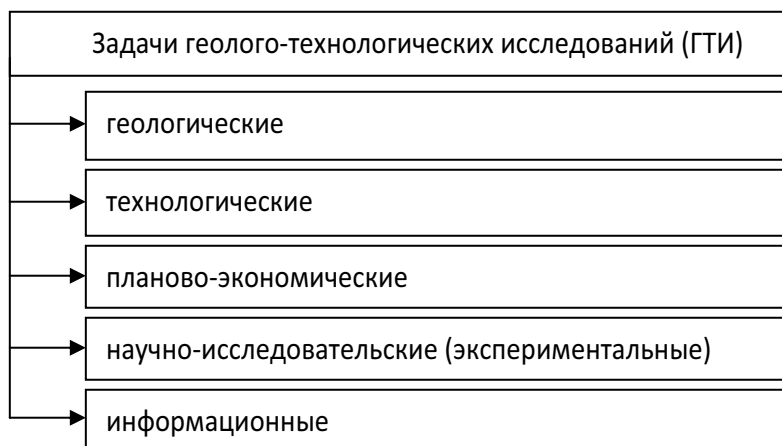


Рис. 5.1 . Задачи геолого-технологических исследований (ГТИ)

#### Геологические задачи ГТИ

- Оптимизация получения геолого-геофизической информации – выбор и корректировка:
  - интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов;
  - интервалов, методов и времени проведения изменяемой части обязательных детальных исследований ГИРС.
- Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза.
- Оперативное выделение пластов-коллекторов.
- Определение характера насыщения пластов-коллекторов.
- Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов.
- Контроль процесса испытания и определение гидродинамических и технологических характеристик пластов при испытании и опробовании объектов.
- Выявление реперных горизонтов.

#### Технологические задачи ГТИ

- Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении.
- Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач.

- Распознавание и определение продолжительности технологических операций.
- Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот.
- Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом.
- Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация работы грузоподъемных механизмов).
- Контроль гидродинамических давлений в скважине.
- Контроль пластовых и поровых давлений, прогнозирование зон АВПД и АВПоД.
- Контроль спуска и цементирование обсадной колонны.
- Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени.
- Диагностика работы бурового оборудования.

#### Планово-экономические задачи ГТИ

- Определение технико-экономических показателей бурения.
- Определение баланса времени работы вахты, буровой бригады (буровой установки).
- Подготовка и передача на верхний уровень управления сводных форм оперативной отчетности за вахту, рейс, сутки и по скважине в целом.

В табл. 5.1–5.3 конкретизируются решаемые геологические и технологические задачи и исследования в зависимости от назначения скважин.

Таблица 5.1

*Комплекс ГТИ при бурении опорных, параметрических, структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважин*

Решаемые задачи	Обязательные исследования и измерения	Дополнительные исследования и измерения
Геологические задачи		
Оптимизация получения геолого-геофизической информации (выбор и корректировка: интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов; интервалов, методов и времени проведения изменяемой части обязательных детальных исследований ГИРС)	<p><i>Исследование шлама, керна, бурового раствора:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• отбор образцов шлама через 5 м по всему разрезу и через 1–2 м в перспективных интервалах;</li> <li>• фракционный анализ шлама;</li> <li>• определение карбонатности пород (кальцит, доломит и нерастворимый остаток);</li> </ul>	Измерение окислительно-восстановительного потенциала. Пиролиз горных пород. Фотоколориметрия. Определение вязкости и водоотдачи бурового раствора

Продолжение табл. 5.1

Решаемые задачи	Обязательные исследования и измерения	Дополнительные исследования и измерения
<b>Геологические задачи</b>		
<p>Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза.</p> <p>Оперативное выделение пластов-коллекторов.</p> <p>Определение характера насыщения пластов-коллекторов.</p> <p>Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов.</p> <p>Контроль процесса испытания и определение гидродинамических и технологических характеристик пластов при испытании и опробовании объектов.</p> <p>Выявление реперных горизонтов</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>люминесцентный анализ шлама и бурового раствора;</li> <li>ИК-спектрометрия шлама с целью количественного определения нефти;</li> <li>оценка плотности и пористости шлама;</li> <li>определение объемного газосодержания бурового раствора;</li> <li>измерение суммарного газосодержания бурового раствора;</li> <li>дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа (УВГ) в газовоздушной смеси (ГВС), извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора;</li> <li>периодическая термовакуумная дегазация (ТВД) проб раствора для калибровки дегазатора;</li> <li>ТВД проб шлама</li> </ul>	
<b>Технологические задачи</b>		
<p>Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении.</p> <p>Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач.</p> <p>Распознавание и определение продолжительности технологических операций.</p> <p>Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот.</p> <p>Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов).</p> <p>Контроль гидродинамических давлений в скважине</p>	<p><i>Измерение и определение технологических параметров:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>глубина скважины и механическая скорость проходки;</li> <li>вес на крюке и нагрузка на долото;</li> <li>давление бурового раствора на стояке манифольда;</li> <li>давление бурового раствора в затрубье;</li> <li>число ходов насоса или расход на входе в скважину;</li> <li>расход бурового раствора на выходе из скважины (допускается индикатор потока);</li> <li>уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости;</li> </ul>	<p>Удельное электрическое сопротивление раствора на входе и выходе.</p> <p>Виброакустические характеристики работы бурового инструмента</p>

Окончание табл. 5.1

Решаемые задачи	Обязательные исследования и измерения	Дополнительные исследования и измерения
<b>Технологические задачи</b>		
<p>Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом.</p> <p>Определение пластового и перового давлений (прогнозирование зон АВПД и АВПоД).</p> <p>Контроль спуска и цементирования обсадной колонны.</p> <p>Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени.</p> <p>Диагностика работы бурового оборудования</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• скорость спуска и подъема бурильного инструмента;</li> <li>• плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины;</li> <li>• скорость вращения ротора (при роторном бурении);</li> <li>• крутящий момент на роторе (при роторном бурении);</li> <li>• температура раствора на входе и на выходе из скважины</li> </ul>	

Таблица 5.2

*Комплекс ГТИ при бурении горизонтальных скважин*

Решаемые задачи	Обязательные исследования и измерения	Дополнительные исследования и измерения
<b>Геологические задачи</b>		
<p>Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза.</p> <p>Оперативное выделение пластов-коллекторов.</p> <p>Определение характера насыщения пластов-коллекторов.</p> <p>Выявление реперных горизонтов</p>	<p><i>Исследование бурового раствора:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• определение объемного газосодержания бурового раствора;</li> <li>• измерение суммарного газосодержания бурового раствора;</li> <li>• дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа (УВГ) в газовоздушной смеси (ГВС), извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора;</li> <li>• периодическая термовакуумная дегазация (ТВД) проб раствора для калибровки дегазатора</li> </ul>	<p>Отбор образцов шлама и пласта-коллектора через 1–2 м.</p> <p>Макро- и микроскопия шлама.</p> <p>Люминесцентный анализ шлама.</p> <p>ИК-спектрометрия шлама с целью количественного определения нефти.</p> <p>Оценка плотности и пористости шлама.</p> <p>Проведение инклинометрических замеров автономными приборами.</p> <p>Измерение геофизических параметров с помощью забойных телеметрических систем.</p> <p>Контроль процесса цементирования.</p> <p>Контроль экологического состояния на территории буровой</p>

Окончание табл. 5.2

Решаемые задачи	Обязательные исследования и измерения	Дополнительные исследования и измерения
<b>Технологические задачи</b>		
<p>Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении.</p> <p>Распознавание и определение продолжительности технологических операций.</p> <p>Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот.</p> <p>Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов).</p> <p>Контроль гидродинамических давлений в скважине.</p> <p>Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом.</p> <p>Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени.</p> <p>Диагностика работы бурового оборудования</p>	<p><i>Измерение и определение технологических параметров:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• глубина скважины и механическая скорость проходки;</li> <li>• вес на крюке и нагрузка на долото;</li> <li>• давление бурового раствора на стояке манифольда;</li> <li>• давление бурового раствора в затрубье;</li> <li>• число ходов насоса;</li> <li>• расход бурового раствора на выходе из скважины (допускается индикатор потока);</li> <li>• уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости;</li> <li>• скорость спуска и подъема бурильного инструмента;</li> <li>• плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины;</li> <li>• скорость вращения ротора (при роторном бурении);</li> <li>• крутящий момент на роторе (при роторном бурении);</li> <li>• температура раствора на входе и на выходе из скважины</li> </ul>	<p>Удельное электрическое сопротивление раствора на входе и выходе.</p> <p>Виброакустические характеристики работы бурового инструмента</p>

Таблица 5.3

*Комплекс ГТИ при бурении эксплуатационных скважин*

Решаемые задачи	Обязательные исследования и измерения	Дополнительные исследования и измерения
<p><b>Геологические задачи</b></p> <p>Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза.</p> <p>Оперативное выделение пластов-коллекторов.</p> <p>Определение характера насыщения пластов-коллекторов.</p> <p>Выявление реперных горизонтов</p>	<p><i>Исследование бурового раствора:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• определение объемного газосодержания бурового раствора;</li> <li>• измерение суммарного газосодержания бурового раствора;</li> <li>• дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа (УВГ) в газовоздушной смеси (ГВС), извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора;</li> <li>• периодическая термовакuumная дегазация (ТВД) проб раствора для калибровки дегазатора</li> </ul>	<p>Определение вязкости и водоотдачи бурового раствора</p>

Решаемые задачи	Обязательные исследования и измерения	Дополнительные исследования и измерения
<b>Технологические задачи</b>		
<p>Раннее обнаружение газо-нефтеводопроявлений и поглощений при бурении.</p> <p>Распознавание и определение продолжительности технологических операций.</p> <p>Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот.</p> <p>Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов).</p> <p>Контроль гидродинамических давлений в скважине.</p> <p>Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом.</p> <p>Контроль спуска и цементирования обсадной колонны.</p> <p>Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени.</p> <p>Диагностика работы бурового оборудования</p>	<p><i>Измерение и определение технологических параметров:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• глубина скважины и механическая скорость проходки;</li> <li>• вес на крюке и нагрузка на долото;</li> <li>• давление бурового раствора на стояке манифольда;</li> <li>• давление бурового раствора в затрубье;</li> <li>• число ходов насоса;</li> <li>• расход бурового раствора на выходе из скважины (допускается индикатор потока);</li> <li>• уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости;</li> <li>• скорость спуска и подъема бурильного инструмента;</li> <li>• плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины;</li> <li>• скорость вращения ротора (при роторном бурении);</li> <li>• крутящий момент на роторе (при роторном бурении);</li> <li>• температура раствора на входе и на выходе из скважины</li> </ul>	

### Научно-исследовательские (экспериментальные) задачи ГТИ

- Проведение планируемых экспериментов с целью построения и уточнения моделей отдельных технологических процессов и свойств горных пород.
- Документирование испытаний новых технико-методических средств и технологий.

### Информационные задачи ГТИ

- Передача по требованию Заказчика геолого-технологической информации по каналам связи.
- Сбор, обработка и накопление геолого-технологической информации в виде базы данных для ее дальнейшего использования.

### Состав комплексов для проведения исследований

Геолого-технологические исследования включают в себя **обязательный и дополнительный комплексы**. Состав комплексов ГТИ, перечень подлежащих выполнению работ, количество и перечень измеряемых параметров оговариваются Заказчиком при заключении контракта.

Объемы обязательного и дополнительного комплексов ГТИ зависят от задач, подлежащих решению, утвержденной проектно-сметной документацией на строительство скважины и «Технического задания на проведение ГТИ», утверждаемого руководством Заказчика и Производителя и являющегося неотъемлемой частью контракта (договора) на проведение ГТИ.

Перечень датчиков **обязательного** комплекса исследований показан в табл. 5.4.

Таблица 5.4

	Название датчика	Кол-во, шт
1	Глубиномер (датчик оборотов лебедки, датчик положения талевого блока)	1
2	Датчик веса на крюке	1
3	Датчик давления ПЖ в манифольде	1
4	Датчик положения клиньев	1
5	Датчик расхода ПЖ на входе в скважину	1(2)
6	Датчик расхода ПЖ на выходе из скважины	1
7	Датчик давления ПЖ в линии превентора	1
8	Датчик уровня ПЖ в рабочих приемных емкостях	2–6
9	Датчик плотности ПЖ в рабочих емкостях	2
10	Датчик температуры ПЖ в рабочих емкостях	2
11	Датчик уровня ПЖ в доливной емкости	1
12	Датчик уровня ПЖ в емкости под виброситом	1
13	Датчик плотности ПЖ на выходе из скважины	1
14	Датчик температуры ПЖ на выходе из скважины	1
15	Датчик объемного газосодержания ПЖ (индикатор)	1
16	Дегазатор принудительной дегазации с электро- или пневмоприводом	1
	ВСЕГО:	19(24)

Перечень **дополнительных** датчиков ГТИ, установка которых возможна по требованию Заказчика, показан в табл. 5.5.

Таблица 5.5

	Наименование датчика	Кол-во, шт	Примечание
1	Датчик оборотов ротора	1	При роторном бурении
2	Датчик момента на роторе: • механический; • электрический	1	При роторном бурении: • на дизельном приводе; • на электроприводе
3	Датчик момента на машинном ключе	1	
4	Датчик числа ходов насоса	2(3)	При дизельном приводе, при регулируемом электроприводе
5	Система виброакустического каротажа с 3-компонентным акселерометром и радиоканалом	1	На вертлюге или верхней части квадратной штанги
6	Прибор раннего обнаружения и локализации объектов газопроявлений (ПРОЛОГ)	1	На разъемном устье
7	Датчик электропроводности (сопротивления) ПЖ на входе в скважину и выходе из нее	2	Приемная емкость и желоб
8	Датчик pH и содержания ионов в ПЖ на входе и выходе	Комплект из 4–6 датчиков	Приемная емкость и желоб

Станция ГТИ устанавливается на подготовленной рабочей площадке с размерами не менее  $6 \times 10$  м.

Типовое расположение станции ГТИ на буровой при кустовом бурении скважин показано на рис. 5.2. Здесь же отмечены места установки датчиков **обязательного** комплекса исследований.

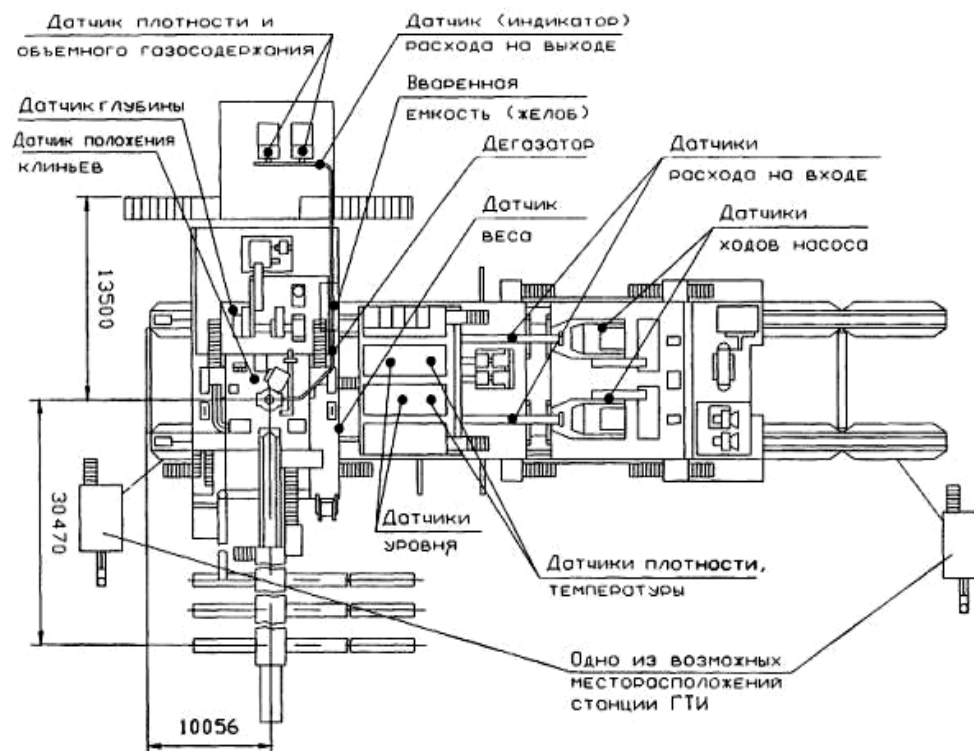


Рис. 5.2. Схема монтажа датчиков обязательного комплекса исследований



## Монтаж датчиков комплексов и принцип их работы

*Датчик глубины (глубиномер)* служит для непрерывного определения глубины забоя скважины по инструменту, положения долота (конца инструмента) в скважине при проведении СПО, положения талевого блока, вычисления скорости бурения и спуско-подъемных операций, мгновенной скорости подачи и т. д. Он использует данные датчика углового положения вала буровой лебедки, а также возможно датчиков веса на крюке и положения клиньев.

*Датчик углового положения вала буровой лебедки* монтируется вблизи вала буровой лебедки на специальном монтажном приспособлении. Вращение с вала передается на него посредством ременной передачи. Для этого на валу лебедки устанавливается специальная переходная втулка с зубчатым венцом. Имеется несколько вариантов переходной втулки, предназначенных для установки на буровые лебедки различных типов.

*Датчик веса на крюке*, по показаниям которого вычисляется и нагрузка на долото, монтируется на неподвижном конце талевого каната выше механизма крепления каната на расстоянии 1000–1500 мм.

*Датчик давления ПЖ в манифольде* монтируется аналогично датчику манометра в стандартный манометрический стакан, вваренный на стояке манифольда или в напорную линию между двумя насосами рядом со стаканами, предназначенными для установки показывающих манометров. Установка датчика давления на стояке манифольда предпочтительнее из-за меньшего уровня вибраций.

*Датчик положения клиньев*, предназначенный для повышения точности работы глубиномера путем определения момента посадки инструмента на клинья, представляет собой датчик, реагирующий на подачу в его полость давления воздуха для привода клиньев. Датчик монтируется в разрыве воздушной магистрали управления клиньями и закрепляется двумя хомутами.

*Датчики расхода ПЖ.* Для измерения расхода ПЖ на входе в скважину и на выходе из нее могут применяться три типа расходомеров:

- ультразвуковой с накладными пьезопреобразователями (без врезки в трубопровод);
- ультразвуковой или электромагнитный с врезкой в напорный трубопровод диаметром 140 мм на рабочее давление 40 МПа и диапазон измеряемых скоростей до 6 м/с;
- по перепаду давления в линии низкого давления на рабочие скорости до 1,2–1,5 м/с, электромагнитный в линии низкого давления на тот же диапазон скоростей.

При прочих равных условиях приоритет должен быть отдан накладным ультразвуковым расходомерам и расходомерам, врезаемым в линии низкого давления.

*Датчики уровня, плотности и температуры ПЖ в емкостях.* Датчики уровня и плотности представляют собой отдельные конструкции. Датчики температуры могут быть конструктивно совмещены с датчиками плотности или уровня.

Для монтажа датчиков уровня, плотности и температуры в рабочих емкостях и в емкости под виброситами в местах установки необходимо приварить монтажные приспособления (уголки).

*Датчики свойств ПЖ на выходе из скважины* (датчик плотности, датчик температуры), в зависимости от конструкции желоба, монтируются на специальном фланце, вваренном в сливной желоб, либо в малой емкости перед виброситами.

*Дегазатор ПЖ* монтируется на открытом участке сливного желоба (возможно ближе к устью скважины).

### **Структура службы ГТИ**

Основным производственным звеном этой службы является партия, состоящая из одного и более отрядов. Количество создаваемых партий (отрядов) определяется объемом выполняемых работ.

Если число отрядов в партии достигает 5 (и более), рекомендуется их выделение в экспедицию.

Экспедиция обеспечивает организацию работ, входящих в ее состав партий (отрядов), осуществляет руководство и контроль за их деятельностью.

В составе экспедиции рекомендуются следующие структурные подразделения: производственные партии (отряды); ремонтно-эксплуатационный участок; стационарная лаборатория; партия обработки и интерпретации материалов ГТИ (КИП).

Ремонтно-эксплуатационный участок обеспечивает ремонт, техническое обслуживание, наладку, метрологические поверки, тарировку и калибровку датчиков, приборов и комплексов, предназначенных для исследования скважин.

Стационарная лаборатория проводит контрольные замеры и дополнительные исследования шлама, проб пластовых флюидов и бурового раствора, доставляемых со скважины, а также анализ проб флюидов, отобранных в результате испытания или опробования пластов.

КИП осуществляет приемку от партий (отрядов) первичных материалов, их обработку и интерпретацию.

## **Рекомендуемые нормативы численности службы ГТИ**

Рекомендуемый численный состав производственной одноотрядной партии:

- геолого-технологических исследований – 11 человек;
- геолого-геохимических исследований – 9 человек;
- технологических исследований – 7 человек.

### **Программное обеспечение обработки и интерпретации данных ГТИ**

Программное обеспечение (ПО) станции ГТИ предназначено для выполнения задач сбора, регистрации, визуализации, обработки, интерпретации и передачи геолого-технологической информации.

Задачи сбора, регистрации, визуализации и обработки информации должны решаться в реальном времени проводки скважины.

В реальном времени должен быть обеспечен непрерывный опрос датчиков технологических параметров с периодичностью не более 1 с для быстроизменяющихся параметров (положение тальблока, вес на крюке, крутящий момент на роторе, давление нагнетания, обороты ротора) и не более 5 с для остальных параметров.

*ПО для решения геологических задач* должно обеспечивать ввод, вычисление, анализ, формирование, представление и хранение следующих данных:

- плановый или прогнозный стратиграфический и литологический разрез скважины с указанием ожидаемых продуктивных коллекторов;
- шламограмма (процентное содержание различных пород (минеральных групп) в образце шлама);
- фракционный состав шлама;
- физические и химические характеристики пород (твердость, плотность, пористость, газосодержание, карбонатность, водородный показатель, содержание жидких УВ, содержание битумоидов и т. д.);
- данные о фактическом литологическом составе пород разреза по анализу образцов шлама и керна;
- макро- и микроописание пород;
- описание пластов и реперов в разрезе скважины с указанием фактического характера насыщения;
- уточнение границ литологических разностей по данным скорости проходки;
- расчет приведенных газопоказаний;
- выделение пластов-коллекторов по данным технологических измерений и газового каротажа;

- расчет флюидных коэффициентов;
- определение характера насыщения пластов-коллекторов.

*ПО для решения технологических задач* должно обеспечивать следующее:

- расчет рейсовой скорости и стоимости метра проходки;
- расчет обобщенных показателей буримости;
- оптимизацию режимных параметров бурения;
- оптимизацию времени работы долота для его смены;
- анализ отработки долот, выбор наиболее рационального типа долота;
- расчет гидростатического давления в скважине;
- расчет гидродинамических потерь в циркуляционной системе (трубы, забойный двигатель, долото, кольцевое пространство);
- расчет гидродинамических давлений при проведении спуско-подъемных операций и их сравнение с данными гидроразрыва;
- расчет d-экспоненты или другого адекватного показателя нормализованной скорости проходки (с-экспоненты);
- выделение зон АВПоД и АВПД в разрезе;
- расчет пластовых давлений, коррекция на фактические замеры и сравнение с ожидаемыми;
- прогноз давлений «впереди забоя»;
- контроль траектории ствола скважины (расчет координат забоя по данным инклинометрических замеров).

*ПО общего назначения* должно обеспечивать следующее:

- просмотр в графическом виде всех зарегистрированных и расчетных данных (геологические, геохимические, технологические), включая данные ГИС, представленные в LAS-формате;
- возможность редактирования данных (сдвиг, интерполяция, сглаживание, фильтрация);
- выполнение произвольных вычислений над данными;
- конвертирование данных, полученных в масштабе глубины, в LAS-формат.

*ПО регистрации данных на бумажном носителе* должно обеспечивать следующее:

- формирование и печать диаграмм зарегистрированных данных в функции времени;
- формирование и печать диаграмм зарегистрированных данных в функции глубины и глубины «с отставанием»;
- формирование и печать данных анализа шлама и выходной литологической колонки;

- возможность вывода на печать диаграмм, представленных в LAS-формате;
- возможность вывода данных по глубине в масштабах 1 : 200, 1 : 500 и любых других по требованию Заказчика;
- возможность вывода данных в функции времени в масштабах от 60 до 600 мм/ч (по согласованию с Заказчиком);
- формирование и печать отчетов установленной формы;
- формирование и печать в табличной форме любого набора регистрируемых данных за любой интервал времени или глубины;
- вывод сформированных диаграмм и отчетов на различные типы принтеров (черно-белые, цветные, широкие, узкие, матричные, струйные, лазерные);
- возможность постраничной и рулонной печати.

### **Программное обеспечение передачи данных ГТИ по каналам связи**

Программное обеспечение передачи данных ГТИ по каналам связи должно обеспечивать передачу информации ГТИ или доступ к данным ГТИ удаленного пользователя Заказчика. Система связи предоставляется Заказчиком. По требованию Заказчика данные ГТИ могут быть представлены в режиме реального времени или в виде пакетов за заданный интервал времени или глубины. Требования Заказчика к характеру, объему, периодичности передаваемых данных согласуются с Производителем.

### **Рекомендации по регистрации данных**

#### ***Регистрация цифровых данных на магнитных носителях***

Регистрация цифровых данных в функции времени для полного воспроизведения реальной ситуации должна производиться по определенным требованиям. Частота регистрации данных по глубине и по глубине с «отставанием» устанавливается исходя из дифференциации свойств разреза и технологических условий бурения скважины в пределах 0,1–1 м. Рекомендуемый шаг регистрации данных по глубине не более 0,5 м по всему разрезу до продуктивных пластов и не более 0,2 м в интервале продуктивных пластов.

Все зарегистрированные данные должны храниться на станции ГТИ до момента окончания работ, независимо от того, осуществлялась или нет периодическая передача данных в КИП и Заказчику.

Цифровые данные, передаваемые в КИП, должны храниться до окончания жизнедеятельности скважины.

### ***Регистрация данных на бумажном носителе***

Частота и объем данных, регистрируемых на бумажном носителе, а также количество и форма диаграмм в функции времени и глубины определяются Заказчиком, однако при этом на диаграммах в обязательном порядке должны быть отражены параметры, результаты анализов, определений и построений по технологическим операциям.

Масштаб записи диаграмм в функции времени не должен быть менее 60 мм/ч. Частота формирования временных диаграмм рекомендуется 1 раз за вахту (8 ч), если нет других требований Заказчика. Обязательной является распечатка временных диаграмм в случае непредвиденных осложнений и аварий на буровой.

Диаграммы в функции глубин рекомендуется формировать в масштабе 1 : 500 по всему разрезу скважины, а в перспективном интервале разреза, кроме того, в масштабе 1 : 200, если иное не оговорено Заказчиком.

### **Аннотация диаграмм**

Каждая диаграмма должна иметь в верхней части «шапку», содержащую необходимые сопроводительные сведения о Заказчике и Производителе работ, а также информацию по скважине. Для каждого параметра должны быть указаны шкалы, диапазоны, единицы измерений и цвета кривых.

В качестве обязательных данных должны присутствовать время, глубина и комментарии для всех нештатных ситуаций (коррекция глубины, перерыв в записи, аномальное значение параметра и т. п.).

### **Выдача оперативных сообщений и рекомендаций**

#### ***Оперативные сообщения***

К оперативным сообщениям, передаваемым персоналом партии ГТИ в порядке собственной инициативы по системе громкоговорящей (ГГС) или абонентской связи (АТС) в адрес руководителя работ на буровой или бурильщика, относятся:

- факт отсутствия запуска ГЗД при постановке его на забой;
- отклонение плотности бурового раствора на входе в скважину за пределы коридора значений, заданных в ГТН или карте обработки бурового раствора;
- отклонение нагрузки на долото за пределы рекомендуемого рабочего диапазона;
- информация о факте вскрытия продуктивного (предположительно продуктивного) пласта;
- информация о возможном приближении зоны АВПД и ее вскрытии;

- информация о достижении ожидаемого репера, после которого следует производить отбор керна, корректировку траектории, проведение промежуточного каротажа или выполнять другие мероприятия, намеченные по плану проводки скважины;
- информация о результатах анализа шлама с целью литологического расчленения разреза и соответствии положения забоя скважины относительно ГТН.

#### *Рекомендации по отработке долот*

Рекомендации включают в себя:

- указания на необходимость изменения нагрузки на долото (недогрузка, перегрузка);
- информацию о наличии подклинок и их продолжительности;
- информацию о предположительной степени износа долота;
- указания на необходимость подъема долота вследствие его износа или о продолжении бурения в случае неотработанного долота.

#### *Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций*

Аварийными ситуациями считаются:

- заклинка долота;
- затяжки и посадки инструмента при отрыве от забоя и СПО;
- разгазирование бурового раствора, при котором происходит снижение плотности раствора более чем на 5 % от нормальной на протяжении более чем величина «отставания» в затрубном пространстве (при циркуляции без бурения);
- снижение давления за счет промыва соединений (потеря герметичности) бурового инструмента;
- снижение давления за счет промыва пары «поршень-штука» и клапанов буровых насосов;
- поглощение или приток бурового раствора в процессе бурения, промывки, проработки;
- поглощение или приток бурового раствора в процессе спуско-подъемных операций;
- превышение скорости спуска или подъема инструмента над регламентируемыми в ГТН.

При отклонении параметров от указанных в Техническом задании оператор предупреждает об этом представителей Заказчика и буровой бригады.

В случае необходимости для идентификации предаварийной ситуации и уточнения ее серьезности по указанию оператора проводится тестирующая операция, необходимая для идентификации (прекращение бурения с продолжением циркуляции, расхаживание инструмента на длину квадрата, включение-выключение насосов и т. п.).

### ***Рекомендации геологического характера***

К рекомендациям геологического характера относятся:

- рекомендации по прекращению бурения сплошным забоем и переходу к бурению с отбором керна (на основании факта вскрытия кровли пласта-коллектора);
- рекомендации по проведению тестирующих операций для уточнения факта вскрытия пласта, наличия нефтегазопроявлений, поглощений и т. п.;
- рекомендации по проведению испытаний на трубах или опробования приборами на кабеле с отбором пластовых флюидов;
- рекомендации по отбору грунтов сверлящим керноотборником.

### **Оформление результатов работ партии ГТИ**

#### ***Оформление и передача оперативных сведений и рекомендаций***

Оперативные сведения и рекомендации передаются по мере необходимости через АТС или ГГС руководителю работ на буровой (супервайзеру, буровому мастеру), а при их отсутствии – непосредственно бурильщику.

#### ***Оформление и передача оперативных диаграммных материалов***

Оперативный диаграммный материал в функции времени и в функции глубины передается руководителю буровых работ (супервайзеру) или руководителю буровой бригады (буровому мастеру или технологу в отсутствие бурового мастера) непосредственно на буровой. Как правило, диаграммы в функции времени передаются за долбление (рейс), диаграммы в функции глубин формируются за 100–1000 м (в зависимости от скорости бурения).

В аварийных ситуациях по требованию Заказчика персонал партии ГТИ выдает временные и глубинные диаграммы по необходимым интервалам.

#### ***Оформление и передача материалов ГТИ в контрольно-интерпретационную партию***

Передача материалов ГТИ в КИП геофизического предприятия производится начальником партии ГТИ согласно внутреннему регламенту геофизического предприятия. Рекомендуется передавать материалы в КИП еженедельно, если иное не оговаривается Заказчиком.

Обязательной сдаче в КИП подлежат следующие материалы:

- цифровой материал по скважине (или за интервал) на регламентированном типе носителя;
- рабочий журнал по скважине;



- результаты экспресс-анализов, проводимых непосредственно на скважинах проб шлама, керна, промывочной жидкости, пластового флюида (в случае их отбора опробователями на кабеле или испытателями на трубах);
- сведения о литологическом составе и коллекторских свойствах пород;
- сведения об интервалах с люминесценцией и повышенными газопоказаниями, с указанием процентного содержания и компонентного состава углеводородов;
- сведения об интервалах с повышенным содержанием нефти в пробах шлама по данным ИК-спектрометрии;
- сведения о прогнозируемом пластовом (поровом) давлении;
- рекомендации операторов с отметкой об их выполнении;
- заключение по результатам ГТИ о выделенных перспективных интервалах и характере их насыщения, включающие рекомендации на проведение последующих технологических операций (продолжение бурения, испытания в открытом стволе, отбор грунтов и проб пластовых флюидов, спуск обсадной колонны и т. д.);
- диаграммы в масштабе глубин.

***Обработка и интерпретация материалов ГТИ  
в контрольно-интерпретационной партии  
и передача материалов исследований заказчику***

Поступившие в КИП материалы ГТИ проходят следующие стадии обработки:

- архивирование первичной цифровой информации в функции времени, в функции глубины и глубины с «отставанием», а также всей сопутствующей информации, для последующего хранения, срок хранения может быть ограничен сроком жизни скважины; рекомендуется хранить информацию в КИПах не менее 5 лет; срок хранения копии информации у Заказчика определяется самим Заказчиком;
- оценка качества поступивших материалов;
- формирование единой базы данных в функции глубины;
- увязка данных ГТИ в функции глубин с глубинами по результатам ГИС;
- интерпретация данных ГТИ по перспективным интервалам с выделением продуктивных горизонтов и определением характера их насыщения;
- согласование сводных диаграмм ГТИ в масштабе глубин;
- составление сводных таблиц;
- составление отчета по скважине;

- направление отчета по скважине для комплексной интерпретации материалов ГИС;
- передача отчета по скважине Заказчику.

Конечным результатом интерпретации данных ГТИ является выделение продуктивных горизонтов и определение характера их насыщения, а также рекомендации (в случае необходимости) по проведению последующих технологических операций, направленных на уточнение выданных заключений.

Составление сводных диаграмм в масштабе глубин проводится после увязки данных ГТИ и ГИС по глубинам. Сводные диаграммы оформляются в масштабе глубин 1:500 по всему стволу и в масштабе 1:200 в интервале детальных исследований ГИС. Сводная диаграмма обязательно включает в себя данные анализа проб шлама, данные газового каротажа и данные технологических исследований. Конкретная форма сводной диаграммы согласовывается с Заказчиком.

Составление сводных таблиц заключается в формировании таблицы технологических показателей по скважине и таблицы показателей работы вахт бригады, по которым специалисты Заказчика могут проводить анализ как технологического процесса углубления скважины, так и выполнение всех технологических операций строительства скважины конкретными вахтами буровой бригады.

Таблица технологических показателей содержит построчно все технологические показатели как по отдельным рейсам, так и по сумме всех рейсов долотом одного диаметра, а также по скважине в целом.

В этой таблице содержится информация о применяемом оборудовании, типе и износе долот, результатах бурения с указанием средних значений режимных параметров, балансе времени по каждому рейсу и скважине в целом. Для наклонно-направленных и горизонтальных скважин включаются данные по траекторным параметрам скважины.

Форма отчета по скважине согласовывается в окончательном виде между Производителем и Заказчиком. Ниже даются рекомендации по согласованию отчета по скважине.

Отчет по скважине должен содержать разделы:

- выделение продуктивных горизонтов и определение характера их насыщения;
- литологическое расчленение разреза скважины;
- график строительства скважины;
- баланс времени по строительству скважины;
- технологические показатели по скважине;
- выявленные осложнения и предаварийные ситуации и другие отклонения от ГТН (РТК);

- рекомендации различного характера и их выполнение буровой бригадой;
- показатели работы вахт бригады;
- сводная диаграмма (диаграммы) в функции глубин;
- заключение по результатам ГТИ о выделенных перспективных интервалах, включающее рекомендации на проведение последующих технологических операций.

Текстовая часть всех разделов отчета по скважине в случае необходимости иллюстрируется графическими приложениями в виде фрагментов диаграмм в функции времени.

Форма отчета по скважине согласовывается с Заказчиком и может претерпевать изменения в зависимости от функционального назначения скважины, количества решаемых задач и по другим причинам.

## 5.2. Станции, системы, комплексы средств наземного контроля и управления процессом бурения скважин

### 5.2.1. Пульт бурильщика. Выносной технологический модуль коммутации и сбора информации на буровой

Назначение пульта бурильщика: сбор с датчиков, контроль и наглядное отображение основных технологических параметров бурения. Вывод аварийной сигнализации и сообщений для бурильщика в процессе бурения; применяется для контроля процесса бурения и геолого-технологических исследований (ГТИ) скважин при бурении на нефть и газ. Используется пульт как модуль в станции контроля процесса бурения «Леуза-2» и станции ГТИ «Геотест-5». На рис. 5.3 показан общий вид пульта.



Рис. 5.3 . Общий вид пульта бурильщика

Пульт бурильщика размещается на буровой в непосредственной близости от бурильщика.

## *Технические данные пульта бурильщика*

Количество каналов:

- входные аналоговые сигналы ..... 22
- входные дискретные сигналы (TTL) ..... 8
- выходные дискретные (TTL) ..... 8
- входные/выходные (TTL) ..... 5

Разрядность АЦП 12

Уровень входных сигналов, В ..... 0–5; 0–10

Канал связи пульта с компьютером:

- RS-48 (оптоизолированный)
- радиоканал (433 МГц)

Напряжение питания, В 150–260

Температура окружающей среды, °С ..... –45...+50

Габаритные размеры, мм ..... 600 × 400 × 120

Отображаемые параметры:

- 1 – крутящий момент ротора;
- 2 – давление ПЖ на входе;
- 3 – нагрузка на долото;
- 4 – вес на крюке;
- 5 – плотность ПЖ на входе;
- 6 – уровень ПЖ в приемной емкости;
- 7 – расход ПЖ на входе;
- 8 – расход ПЖ на выходе;
- 9 – высота долота над забоем;
- 10 – глубина;
- 11 – механическая скорость бурения;
- 12 – суммарное газосодержание бурового раствора.

Пульт бурильщика имеет стандартные параметры входа и может использоваться с регистрирующей аппаратурой, разработанной различными предприятиями.

При использовании программы «Регистрация» на пульте бурильщика отображаются не только регистрируемые, но и расчетные параметры, выводится аварийная сигнализация и сообщения в бегущей (информационной) строке.

*Пульт бурильщика осуществляет:*

- автоматизированный сбор информации с датчиков технологических параметров бурения;
- обработку и отображение на 12-ти линейных и цифровых индикаторах;

- контроль параметров по установленным пороговым значениям;
- распознавание в автоматическом режиме аварийных ситуаций;
- вывод световой и звуковой аварийной сигнализации;
- вывод сообщений для бурильщика в бегущей (информационной) строке;
- двустороннюю связь с компьютером для передачи/приема информации.

*Функциональные особенности пульта бурильщика:*

- возможность подключения как аналоговых, так и цифровых датчиков;
- стандартные параметры входа (совместимость с регистрирующей аппаратурой разных предприятий);
- 2 вида связи с компьютером: по кабелю и радиосвязь (*по выбору заказчика*).

### **5.2.2. Комплекс средств наземного контроля и управления процессом бурения КУБ-01**

Комплекс КУБ-01 предназначен для измерения, регистрации, индикации и сигнализации значений контролируемых параметров технологического процесса бурения при строительстве скважины.

Состав КУБ-01:

1. Концентратор К1-М.
2. Пульт бурильщика (ПУБ).
3. Измеритель давления бурового раствора ИДБР: датчик давления ДД; САПФИР–22М–ДИ 0,5/40 МПа; преобразователь аналог-код (модуль 51).
4. Измеритель изменения расхода бурового раствора ИИРБР: датчик измерения БР на выходе ДИР; преобразователь дифференциальный ПИР; преобразователь аналог-код (модуль 020).
5. Измеритель момента на роторе ИМР: преобразователь момента на роторе ПМР; преобразователь аналог-код (модуль 051).
6. Измеритель натяжения каната ключа ИНКК: датчик натяжения каната ключа ДМК; преобразователь тензометрический ПР; преобразователь аналог-код (модуль 052).
7. Измеритель усилия натяжения талевого каната ИНТК: датчик натяжения талевого каната ДНК-3; преобразователь тензометрический ПТ; преобразователь аналог-код (модуль 052).
8. Измеритель усилия натяжения цепи ротора ИНЦР: датчик момента на роторе ДМР-2; преобразователь тензометрический ПТ; преобразователь аналог-код (модуль 052).

9. Измеритель плотности бурового раствора ИПБР: датчик плотности ДП; преобразователь тензометрический ПТ; преобразователь аналог-код (модуль 052), плата.

10. Измеритель положения талевого каната ИПТБ: датчик оборотов ДО; преобразователь импульс-код (модуль 002).

11. Измеритель расхода бурового раствора ИРБР: преобразователь расхода БР РГР-100; преобразователь аналог-частота ПАЧ; преобразователь частота-код (модуль 058).

12. Измеритель расхода бурового раствора ИРБР-1: преобразователь расхода на входе ПР; преобразователь аналог-код (модуль 051).

13. Измеритель температуры бурового раствора ИТБР: датчик температуры бурового раствора ДТ; преобразователь температура-код (модуль 043).

14. Измеритель уровня бурового раствора ИУБР: датчик уровня ДУ; преобразователь аналог-код (модуль 048); преобразователь аналог-код (модуль 054).

15. Измеритель частоты вращения ротора ИЧВР: датчик оборотов ДО; преобразователь импульс-код (модуль 002).

16. Сигнализатор загазованности помещения (СЗП): преобразователь аналог-частота (ПАЧ); преобразователь частота-код (модуль 058).

17. Табло 8Л, табло 8ЛК: линейка индикаторная (ЛИ1); линейка индикаторная (ЛИ2); линейка индикаторная (ЛИ3).

18. Рабочее место технолога РМТ: компьютер; монитор; источник бесперебойного питания; принтер; адаптер дистанционной связи (АДС-1); кабель 1; кабель (АДС – РМТ); концентратор К1-М.

Технические характеристики КУБ-01 приведены в табл. 5.6.

Таблица 5.6

Наименование параметра	Значение
Напряжение питания, В	220 ± 44
Частота питающего напряжения, Гц	50 ± 1
Потребляемая мощность, Вт, не более	1200
Количество подключаемых к <b>К1-М</b> измерителей технологических параметров, шт., не более	8
Количество подключаемых к <b>К1-М ЛИ</b> , не более	8
Количество контролируемых предельных значений параметров технологического процесса (давления, нагрузки на крюке и высоты талевого блока) с выдачей информации о превышении любого из них в виде замыкания «сухих» контактов реле, шт., не более	4

Перечень контролируемых параметров, их предельные значения и основные метрологические характеристики приведены в табл. 5.7.

КУБ-01 обеспечивает возможность передачи информации на РМТ и ретрансляцию информации с РМТ на табло по согласованию с Заказчиком.

В КУБ-01 предусмотрена возможность подключения второго табло бурильщика. Оно комплектуется по согласованию с Заказчиком.

Таблица 5.7

*Перечень контролируемых параметров, их предельные значения и основные метрологические характеристики*

Контролируемый параметр			Измеряемая физическая величина, соответствующая контролируемому параметру				Приведенная основная погрешность, %	
Наименование	Верхнее значение контроля	Талевая оснастка	Верхний предел измерений	Предельное значение основной приведенной погрешности, %		Место и способ измерения	С каналом управляющих сигналов	С каналом индикации
				канал измерения	канал регистрации			
Нагрузка на крюке	2000 кН	4 × 5	250 кН	1,0	1,0	Усилие натяжения неподвижного конца талевового каната	2,5	1,0
	2500 кН	5 × 6	250 кН	1,0	1,0		2,5	1,0
Осевая нагрузка на буровой инструмент	200 кН	4 × 5	—	—	—	Изменение контролируемого параметра, нагрузка на крюке	—	—
	250 кН	5 × 6	—	—	—		—	—
Положение талевового блока	40 м	4 × 5	7500/об	1,0	2,0	Угловое перемещение вала буровой лебедки	2,5	1,0
		5 × 6	7500/об	1,0	2,0		2,5	1,0
Уровень бурового раствора	(0,3÷2,5) м	—	3,4 кОм	1,5	2,5	Изменение сопротивления реостата передвижным поплавком	2,5	2,0
	(0,3÷2,0) м	—	2,7 кОм	1,5	2,5		2,5	2,0
	(0,3÷1,6) м	—	2,2 кОм	1,5	2,5		2,5	2,0
Плотность бурового раствора	(0,8÷1,8) г/см <sup>3</sup>	—	6,083 кГ	1,0	1,0	Измерение выталкивающей силы	1,5	1,0

Окончание табл. 5.7

Контролируемый параметр			Измеряемая физическая величина, соответствующая контролируемому параметру				Приведенная основная погрешность, %	
Наименование	Верхнее значение контроля	Талевая оснастка	Верхний предел измерений	Предельное значение основной приведенной погрешности, %		Место и способ измерения	С каналом управляющих сигналов	С каналом индикации
				канал измерения	канал регистрации			
Давление нагн. БР	25 МПа 40 МПа	—	25 МПа 40 МПа	1,0 1,0	2,0 2,0	Давление БР в нагнетат. линии	2,5 2,5	1,0 1,0
Расход БР	100 л/с	—	34 В	1,5	2,5	Напряжение тахогенераторов насосов	—	2,0
Расход БР	100 л/с	—	12,8 м/с	1,5	2,5	Скорость потока БР	—	2,0
Изменение расхода выходящего БР	±50 %	—	—	—	—	Уровень потока жидкости в растворопроводе	—	—
Крутящий момент на роторе	60 кН·м	—	60 В	4,0	5,0	Момент на валу двигателя привода ротора	5,0	5,0
Крутящий момент на роторе	60 кН·м	—	60 В	4,0	5,0	Усилие натяжения цепи ротора	5,0	5,0
Вращающий момент на буровом инструменте	6 к·Нм	—	—	—	—	Изменение контролируемого параметра. Момент на роторе	—	—
	6 кН·м	—	—	—	—		—	—
Температура БР	(0÷100) °С	—	100 °С	1,5	1,5	Измерение температуры	—	—
Частота вращения ротора	120 об/мин	—	—	1,0	1,0	Измерение угла поворота входного вала ротора за единицу времени		



### 5.2.2.1. Устройство и работа комплекса КУБ-01

КУБ-01 представляет собой набор функционально связанных первичных преобразователей, функциональных блоков и устройств отображения информации, осуществляющих совместный контроль основных параметров процесса бурения, регистрацию и сигнализацию значений контролируемых параметров.

Каналы измерения состоят из унифицированных по способу преобразования физической величины технологического параметра датчиков и преобразователей сигналов датчиков. Датчики преобразуют физическое значение измеряемого технологического параметра в пропорциональное ему напряжение постоянного тока или частоту следования импульсов. Преобразователи преобразуют сигнал датчиков в токовый, пропорциональный значению технологического параметра и, далее, в унифицированный двоичный код. Настройка параметров составных частей каждого измерителя на измерение конкретного технологического параметра проводится на заводе-изготовителе.

КУБ-01 имеет 14 каналов измерения:

- канал измерения нагрузки на крюке;
- канал измерения высоты талевого блока;
- 2 канала измерения плотности БР;
- 5 каналов измерения уровня БР;
- канал измерения уровня БР на входе;
- канал измерения изменения расхода БР на выходе;
- канал сигнализатора загазованности;
- канал измерения давления;
- канал измерения момента на роторе.

В комплексе КУБ-01 обеспечивается контроль четырех предельных значений параметров технологического процесса:

- давления;
- нагрузки на крюке;
- высоты талевого блока;
- до взрывоопасной концентрации горючих газов.

Входные линии *KI-M* подключены к кнопкам внешнего пульта управления буровой установки – к пульта управления бурильщика *ПУБ*.

*ПУБ* предназначен для подачи команды:

- обслуживания датчика высоты талевого блока;
- взвешивание колонны, необходимой для определения нагрузки на долото;
- запоминания расхода БР, необходимой для определения изменения расхода БР.

В комплексе КУБ-01 предусмотрен аналоговый выход от 0 до 5 мА, пропорциональный нагрузке на крюке.

По требованию Заказчика комплекс КУБ-01 может обеспечить передачу информации о величине параметров технологического процесса бурения на РМТ, ретрансляцию информации с РМТ на табло. К одному из К1-М через интерфейс связи RS 485 подключен компьютер РМТ.

Программа РМТ обеспечивает следующие функции:

- сбор, регистрация и индикация значений технологических параметров процесса бурения в реальном масштабе времени;
- контроль критических ситуаций и звуковая сигнализация при их возникновении;
- просмотр ранее зарегистрированных данных и их анализ;
- формирование отчетов и вывод их на печать и в файл.

#### ***5.2.2.2. Описание и работа составных частей комплекса КУБ-01***

##### **Устройство и принцип работы табло бурильщика и табло циркуляционной системы**

Табло бурильщика и табло циркуляционной системы предназначены для индикации следующих измеряемых технологических параметров:

- давления;
- плотности;
- уровня жидкости в емкости;
- расхода на входе;
- нагрузки на крюке;
- момента на машинном ключе;
- высоты талевого блока;
- нагрузки на долото и т. д.

##### **Устройство и принцип работы пульта управления бурильщика**

ПУБ предназначен для подачи:

- команды взвешивание колонны, необходимой для определения нагрузки на долото;
- команды для обнуления датчика высоты талевого блока;
- команды запоминания расхода бурового раствора, необходимой для определения изменения расхода бурового раствора.

##### **Устройство и принцип работы концентратора**

К1-М общего назначения с искробезопасными выходами предназначены для снятия, обработки информации с технологических датчиков буровой установки и передачи этой информации по каналам связи на РМТ и ЛИ.

К1-М реализует следующие функции:

- осуществляет гальванически развязанное питание составных частей измерителей технологических параметров;
- осуществляет искробезопасное питание и передачу информации на ЛИ;
- осуществляет искробезопасное питание ПУБ;
- осуществляет обмен информацией с РМТ;
- осуществляет обмен информацией с другими К1-М.

### **Принцип работы измерителей технологических параметров**

#### ***Канал измерения давления на входе ИДБР***

ИДБР предназначен для измерения величины давления бурового раствора в манифольде.

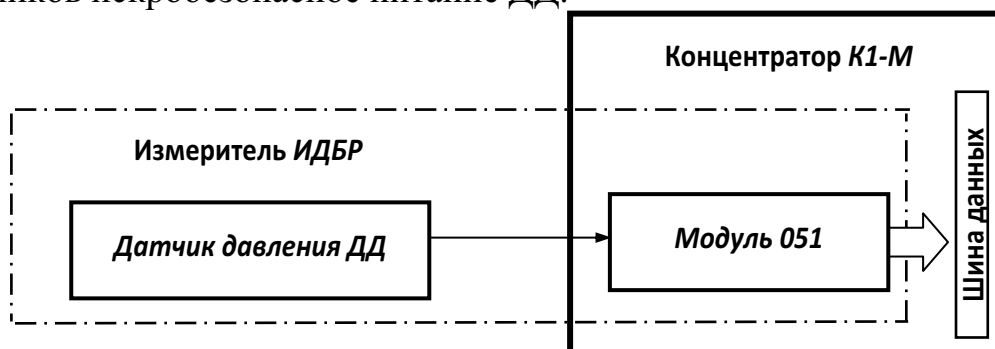
Комплектность: датчик давления, преобразователь аналог-код (модуль 051)

Структурная схема ИДБР представлена на рис. 5.4.

Канал измерения давления БР состоит из ДД и модуля 051.

Принцип работы измерителя заключается в преобразовании давления БР в нагнетательной линии ДД в сигнал постоянного тока, который, затем, преобразуется модулем 051 в параллельный двоичный код.

Модуль 051 формирует гальванически развязанное от других источников искробезопасное питание ДД.



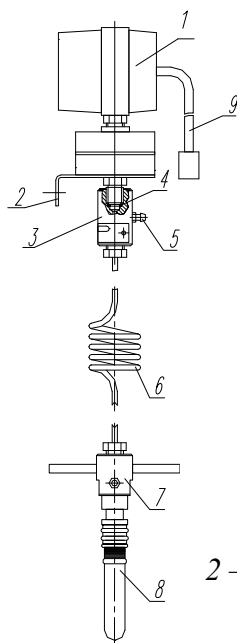
*Рис. 5.4. Структурная схема ИДБР*

Датчик давления ДД предназначен для преобразования величины давления бурового раствора в манифольде в унифицированный токовый выходной сигнал. Верхний предел измерений давления, МПа, не более 40. Приведенная основная погрешность, %, не более 1,0.

Внешний вид и состав ДД для различных исполнений представлен на рис. 5.5. Основным отличием ДД в зависимости от исполнений является возможность установки ДД на горизонтальном или вертикальном участке манифольда.

Для заполнения и прокачки ДД рабочей жидкостью используется ниппель 5.

Датчик давления для монтажа  
на горизонтальном участке манифольда



Датчик давления для монтажа  
на вертикальном участке манифольда

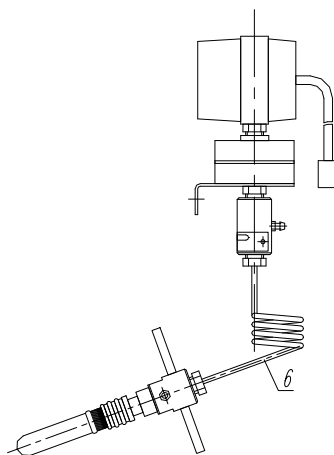


Рис. 5.5. Датчик давления ДД:  
1 – преобразователь Сапфир-22М-ДИ;  
2 – кронштейн; 3 – разветвитель; 4 – шайба медная;  
5 – ниппель; 6 – трубка; 7 – переходник;  
8 – средоразделитель; 9 – кабель с разъемом

#### **Канал измерения изменения расхода бурового раствора на выходе ИИРБР**

ИИРБР предназначен для измерения косвенным методом величины изменения расхода бурового раствора в открытом желобе круглого сечения на выходе из буровой скважины.

Комплектность: датчик изменения расхода БР на выходе ДИР, преобразователь дифференциальный ПИР, преобразователь аналог-код (модуль 020).

Структурная схема ИИРБР представлена на рис. 5.6.

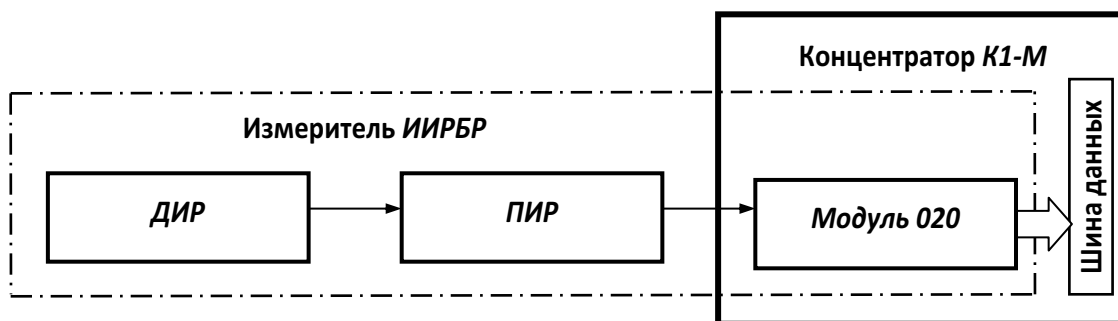


Рис. 5.6. Структурная схема ИИРБР

Принцип действия ИИРБР основан на преобразовании угла поворота лопатки, находящейся в потоке БР растворопровода, в электриче-

ский сигнал постоянного тока, с последующим преобразованием его в параллельный двоичный код, пропорциональный изменению расхода.

Модуль 020 формирует гальванически развязанное от других источников искробезопасное напряжение питания для ДИР.

Канал измерения изменения расхода БР на выходе относится к классу индикаторов.

Изменение расхода БР на выходе является расчетной величиной. Его значение вычисляется по формуле

$$Q_{\text{и}} = ((Q_{\text{о}} - Q_{\text{к}}) / Q_{\text{о}}) \cdot 100, \quad (5.1)$$

где  $Q_{\text{и}}$  – изменение расхода БР на выходе;  $Q_{\text{о}}$  – значение расхода БР до нажатия кнопки «Расход» на пульте управления бурильщика (ПУБ);  $Q_{\text{к}}$  – значение расхода БР после нажатия кнопки «Расход» на ПУБ.

Датчик ДИР выполнен в виде одного конструктивно законченного узла (рис. 5.7).

Датчик ДИР преобразует изменение угла отклонения лопатки в изменение электромагнитной проницаемости высокочастотного дифференциального трансформатора.

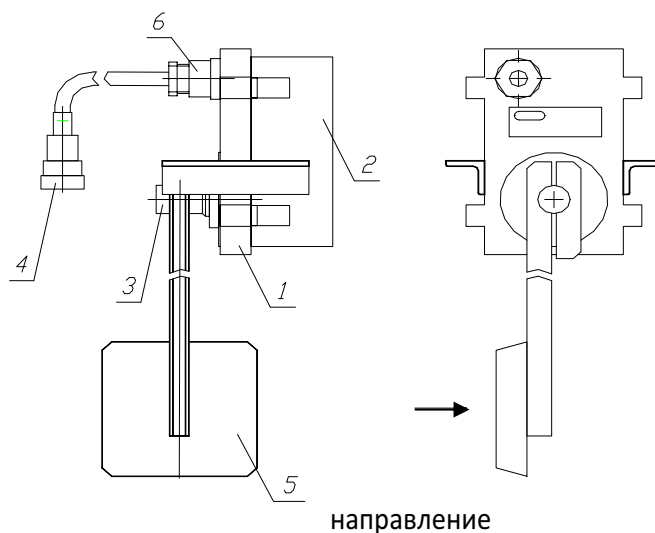
На основании 1 закреплен дифференциальный трансформатор, закрытый крышкой 2. Вращение лопатки 5 с помощью вала 3 вызывает перемещение штока дифференциального трансформатора.

#### *Краткая техническая характеристика ИИРБР*

Диапазон измерений изменения расхода БР, % ...не более ((– 94) – 0–100)

Приведенная основная погрешность, % ..... не более 2,0

Диаметр выходного желоба, мм ..... не более 315



*Рис. 5.7. Внешний вид датчика ДИР:*

*1 – основание; 2 – крышка; 3 – вал с кулачком для перемещения штока дифференциального трансформатора; 4 – вилка; 5 – лопатка; 6 – гермоввод*

### *Канал измерения момента на роторе ИМР*

ИМР предназначен для измерения косвенным методом величины момента на роторе.

Канал измерения величины момента на роторе состоит из ПМР и модуля 051.

Принцип работы ИМР заключается в преобразовании напряжения постоянного тока  $= U_i$ , снимаемого с датчика тока двигателя привода ротора, пропорционального моменту на его валу, в гальванически развязанное напряжение постоянного тока преобразователем ПМР с последующим его преобразованием модулем 051 в параллельный двоичный код.

Комплектность ИМР: преобразователь момента на роторе ПМР, преобразователь аналог-код (модуль 051).

Модуль 051 формирует гальванически развязанное от других источников искробезопасное питание для ПМР и преобразует аналоговый сигнал, пропорциональный моменту на роторе, в параллельный двоичный код.

### *Краткая техническая характеристика ИМР*

Верхний предел измерений момента на роторе, кН·м..... не более 60

Нижний предел измерений момента на роторе, кН·м..... не менее 12

Приведенная основная погрешность, %..... не более 4,0

Структурная схема ИМР представлена на рис. 5.8.

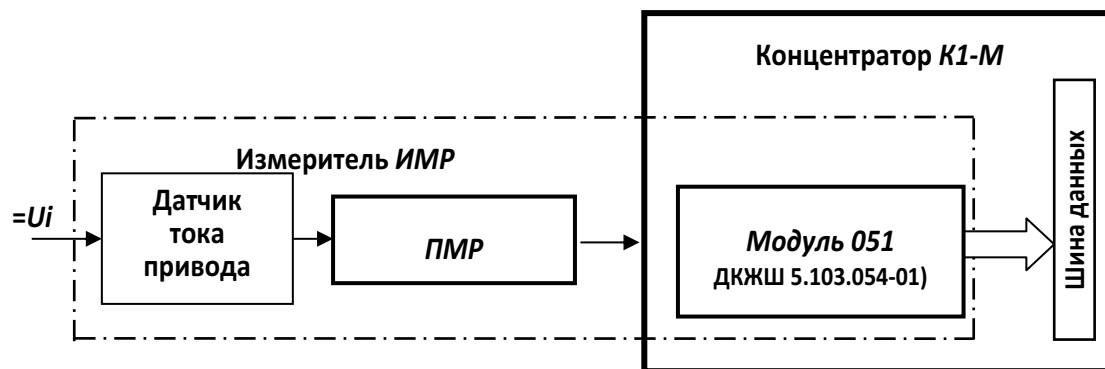


Рис. 5.8. Структурная схема ИМР

### *Канал измерения крутящего момента на буровом инструменте*

Канал измерения крутящего момента на буровом инструменте является расчетной величиной. Значение расчетной величины вычисляется по формуле

$$M_n = M - M_k, \quad (5.2)$$

где  $M_n$  – крутящий момент на буровом инструменте;  $M$  – момент на роторе после введения бурового инструмента в контакт с забоем скважины;  $M_k$  – момент на роторе до введения бурового инструмента в контакт с забоем скважины.

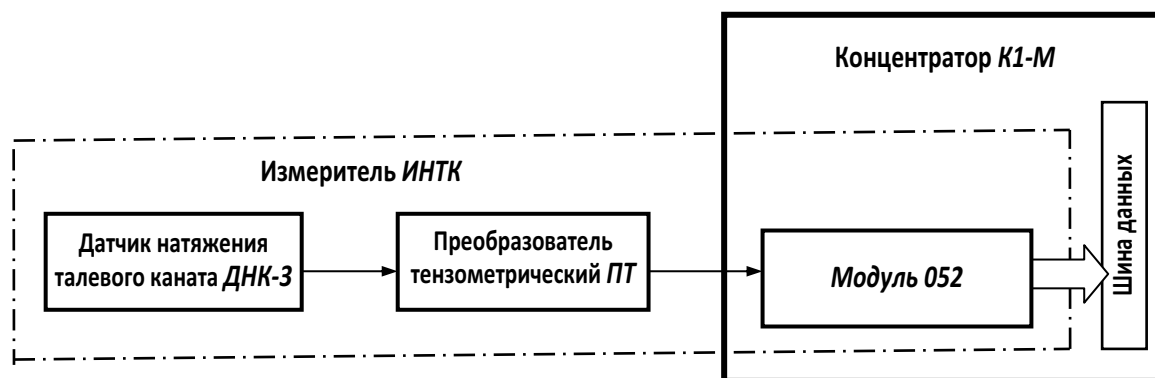
### *Канал измерения нагрузки на крюке*

Измерение нагрузки на крюке производится измерителем натяжения талевого каната ИНТК, структурная схема которого представлена на рис. 5.9. Комплектность ИНТК: преобразователь аналог-код (модуль 052), преобразователь тензометрический ПТ, датчик натяжения талевого каната ДНК-3.

Канал измерения нагрузки на крюке состоит из ДНК-3, ПТ и модуля 052, расположенного в К1-М.

Принцип работы измерителя заключается в преобразовании усилия натяжения талевого каната в деформацию упругого элемента тензорезисторного датчика, которое преобразуется ПТ в сигнал постоянного тока с последующим его преобразованием модулем 052 в параллельный двоичный код.

В зависимости от диаметра (28 или 32 мм) применяемого талевого каната ДНК-3 выпускается в двух исполнениях.



*Рис. 5.9. Структурная схема ИНТК*

Датчик ДНК-3 предназначен для преобразования усилия натяжения неподвижного конца талевого каната в изменение сопротивления плеч тензорезисторного датчика.

### *Краткая техническая характеристика ИНТК*

Верхний предел преобразований

усилия натяжения талевого каната, кН ..... 120

Диаметр талевого каната, мм ..... 28; 32

Напряжение питания постоянного тока, В ..... не более 12

Габаритные размеры, мм ..... не более 605 × 94 × 270

Масса, кг ..... не более 23

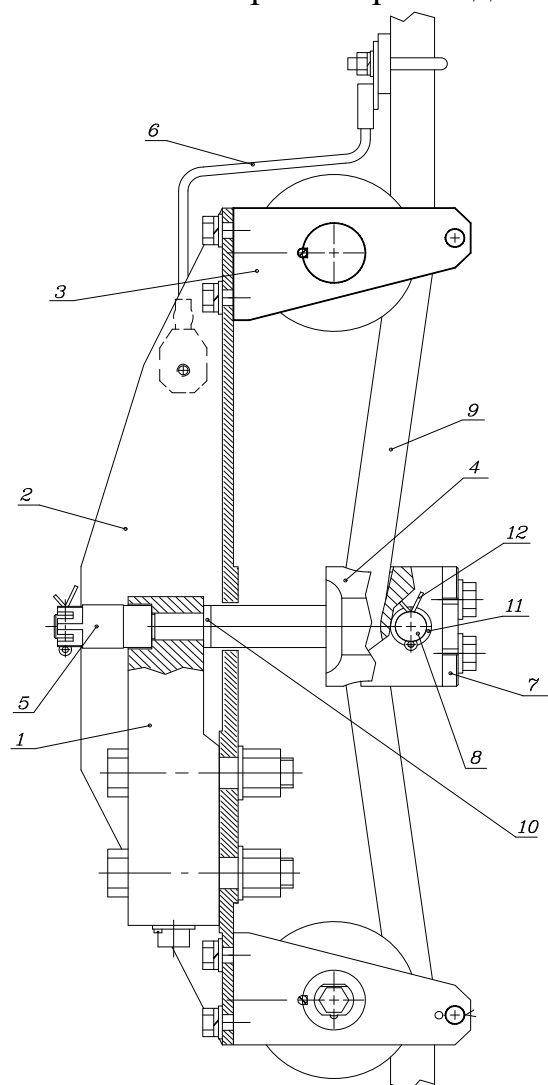
Основные составные части ДНК-3 (рис. 5.10) – тяга 4 и ролики 3 – в зависимости от нагрузки и диаметра применяемого талевого каната, являются переменными.

Датчик ДНК-3 преобразует усилие натяжения талевого каната в изменение сопротивления плеч тензорезисторного моста. Тензорезисторный датчик 1 крепится на основании 2 двумя болтами. На основании установлены два ролика 3.

Канатик 6 служит для удобства монтажа датчика на канате и предохраняет датчик от падения при монтаже и демонтаже.

Прижим 7 служит для крепления тяги 4 на канате и крепится четырьмя болтами. Тяга 4 фиксируется гайкой 5. Палец 8 служит для фиксированного крепления прижима в рабочем положении.

Канат 9, проходя через тягу 4 и ролики 3, при натяжении создает изгибающий момент на тензорезисторном датчике 1. Изгибающий момент, пропорциональный усилию натяжения каната, изменяет сопротивление тензорезисторного датчика.



*Рис. 5.10. Датчик натяжения талевого каната ДНК-3:*

*1 – датчик; 2 – основание; 3 – ролик;  
4 – тяга; 5 – гайка; 6 – канатик;  
7 – прижим; 8 – палец; 9 – канат;  
10, 11 – шайба; 12 – шплинт*



### ***Канал измерения осевой нагрузки на буровом инструменте***

Канал измерения осевой нагрузки является расчетной величиной. Значение расчетной величины вычисляется по формуле

$$P_H = P - P_K, \quad (5.3)$$

где  $P_H$  – нагрузка на долото;  $P$  – вес колонны;  $P_K$  – нагрузка на крюк в процессе бурения.

### ***Канал измерения плотности бурового раствора ИПБР***

ИПБР предназначен для измерения косвенным методом величины плотности бурового раствора (БР).

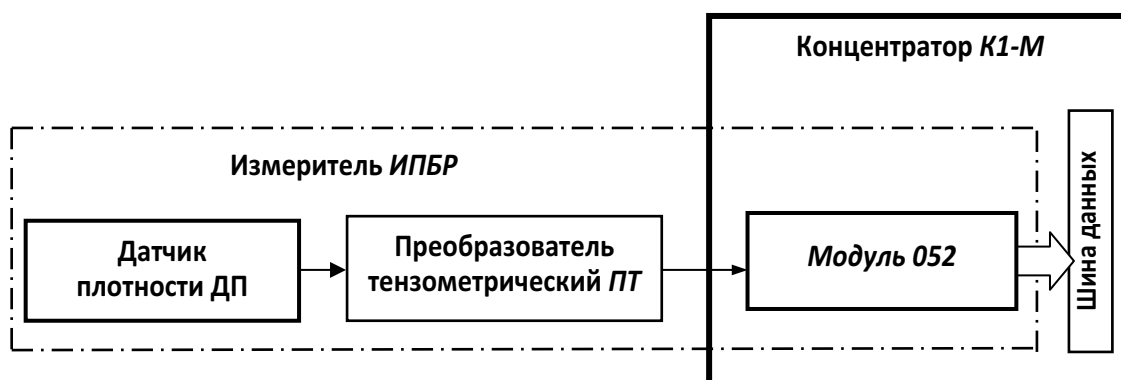
#### ***Краткая техническая характеристика ИПБР***

Верхний предел измерений плотности БР, г/см<sup>3</sup> ..... не более 1,8

Нижний предел измерений плотности БР, г/см<sup>3</sup> ..... не менее 0,8

Приведенная основная погрешность, % ..... не более 1,0

Структурная схема ИПБР представлена на рис. 5.11.



*Рис. 5.11. Структурная схема ИПБР*

Датчик плотности ДП. Комплектность (рис. 5.12): датчик плотности ДП, преобразователь тензометрический, датчик силоизмерительный консольный сдвиговой, груз.

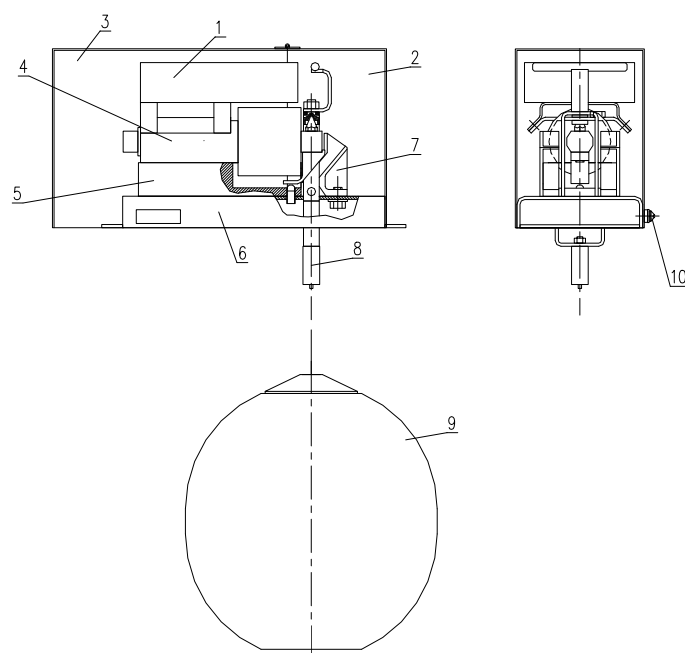
Канал измерения плотности БР состоит из ДП и модуля 052, расположенного в концентраторе К1-М.

Принцип работы ИПБР заключается в преобразовании выталкивающей силы БР в деформацию упругого элемента датчика тензорезисторного моста в ДП, которая преобразуется преобразователем тензометрическим (ПТ) в сигнал постоянного тока с последующим его преобразованием модулем 052 в параллельный двоичный код.

Модуль 052 формирует гальванически развязанное от других источников искробезопасное питание для ДП. Модуль 052 может устанавливаться в любом из мест «корзины» корпуса К1-М «Д1» – «Д6».

Принцип действия датчика ДП основан на преобразовании выталкивающей силы, пропорциональной плотности жидкости, действующей на тело, погруженное в жидкость, в изменение сопротивления плеч тензорезисторного моста.

ДП состоит из основания 5, преобразователя тензометрического 1, груза 9 и кожуха 3. Кожух одевается на основание, к которому закреплен чувствительный элемент – ДСТ 4. Груз закреплен на 4. При изменении плотности БР изменяется выталкивающая сила, действующая на груз, погруженный в емкость с БР, и изменяется усилие на упругом элементе ДСТ. Чем больше плотность БР, тем меньше усилие на ДСТ. Сигнал с ДСТ поступает на ПТ, где преобразуется в сигнал постоянного тока.



*Рис.5.12. Датчик плотности ДП:*

- 1 – преобразователь тензометрический ПТ; 2 – откидная крышка;  
3 – кожух съемный; 4 – ДСТ; 5 – основание; 6 – швеллер монтажный;  
7 – направляющая для установки подвеса груза; 8 – подвес; 9 – груз;  
10 – болт заземления*

#### **Канал измерения положения талевого блока ИПТБ**

Канал измерения положения талевого блока состоит из датчика оборотов ДО и модуля 002.

Принцип работы измерителя заключается в преобразовании углового перемещения вала барабана буровой лебедки в унитарный код – в последовательность импульсов, число которых пропорционально угловому перемещению вала барабана, с последующим его преобразованием модулем 002 в параллельный двоичный код, пропорциональный положению талевого блока.

### *Краткая техническая характеристика ИПТБ*

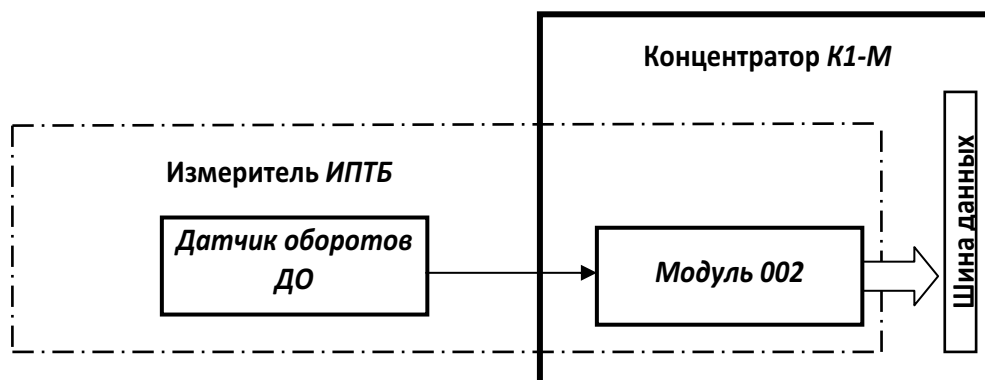
Верхний предел измерений положения талевого блока, м .... не менее 40  
Приведенная основная погрешность, % ..... не более 1,0

Комплектность ИПТБ: датчик оборотов ДО, преобразователь импульс-код (модуль 002).

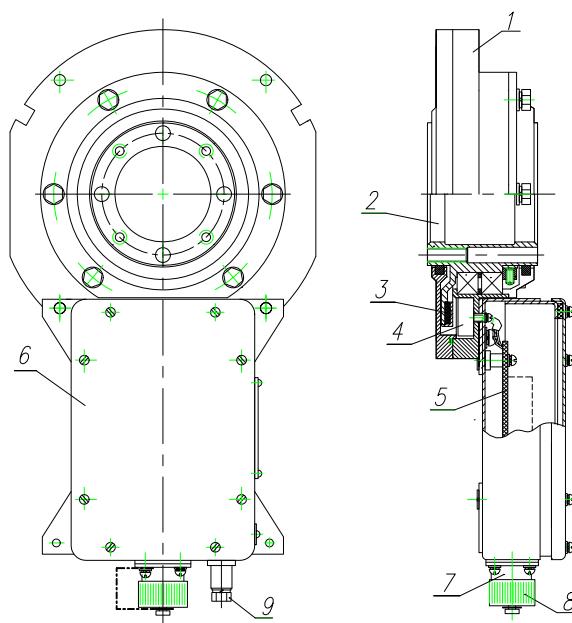
Структурная схема ИПТБ представлена на рис. 5.13.

Датчик оборотов ДО преобразует вращение вала-диска в унитарный код, т. е. в последовательность импульсов, число которых пропорционально угловому перемещению вала-диска. Количество импульсов на выходе при повороте вала-диска на один оборот – 18.

При вращении вала-диска постоянные магниты, установленные по окружности диска ДО, воздействуют на ММ1 и ММ2, которые формируют импульсы, сдвинутые друг относительно друга на 90 электрических градусов.



*Рис. 5.13. Структурная схема ИПТБ*



*Рис. 5.14. Датчик оборотов ДО:  
1 – обойма; 2 – вал-диск;  
3 – постоянный магнит; 4 – датчик;  
5 – преобразователь импульсов ПИ;  
6 – кожух; 7 – вилка ХР1; 8 – заглушка;  
9 – клемма заземления*

Конструктивно ДО состоит из вала-диска 2 и обоймы 1, на которой сбоку закреплен кожух 6 прямоугольной формы (рис. 5.14).

Вал-диск вращается внутри обоймы на радиальном шарикоподшипнике. По периметру вала-диска установлены постоянные магниты 3.

Внутри обоймы установлен датчик 4 с магнитоуправляемыми микросхемами. В кожухе установлен преобразователь импульсов 5 и разъем 7 с заглушкой 8 для электрического соединения ДО с преобразователем импульс-код в Концентраторе К1-М.

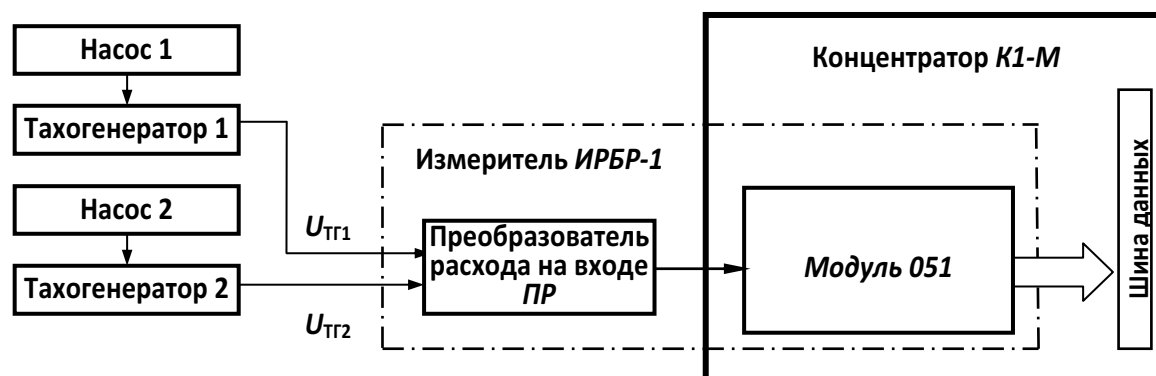
#### ***Канал измерения расхода бурового раствора***

Структурная схема измерителя расхода бурового раствора ИРБР-1 представлена на рис. 5.15.

Канал измерения расхода БР состоит из двух насосов с тахогенераторами, ПР и модуля 051 или модуля 054-1, расположенного в «корзине» корпуса К1-М.

Принцип измерения расхода БР заключается в подсчете числа двойных ходов поршней насосов за единицу времени с последующим умножением этого числа на диаметр поршня.

На вход ПР поступают два напряжения тахогенераторов  $U_{ТГ1}$ ,  $U_{ТГ2}$ , пропорциональные числу ходов поршней насосов. В ПР  $U_{ТГ1}$  и  $U_{ТГ2}$  преобразуются с коэффициентом, пропорциональным диаметру поршней насосов, и суммируются. Суммированный сигнал преобразуется в токовый, пропорциональный расходу БР. Модуль 051 преобразует токовый сигнал в параллельный двоичный код расхода БР.



*Рис. 5.15. Структурная схема ИРБР-1*

Модуль 051 формирует гальванически развязанное от других источников искробезопасное питание для ПР. Модуль 051 может устанавливаться в любом из мест «корзины» корпуса К1-М «Д1» – «Д6».

ИРБР-1 предназначен для совместной работы с насосом УНТБ-950 в составе комплекса КУБ-01.

### *Краткая техническая характеристика ИРБР-1*

Верхний предел измерений расхода БР, л/с ..... не более 92  
 Нижний предел измерений расхода БР, л/с ..... не менее 2,85  
 Приведенная основная погрешность, %..... не более 2,0  
 Количество каналов измерений ..... 2

Модуль 051 формирует гальванически развязанное от других источников искробезопасное напряжение питания для ПР.

В табл. 5.8 приведена производительность насоса  $Q_{\text{и}}$  при идеальной подаче и предельном давлении БР при частоте ходов поршня  $N_{\text{и}} = 125$  в минуту и длине хода 290 мм.

Таблица 5.8

*Производительность насоса № 1 (№ 2) при идеальной подаче*

Диаметр поршня, мм	$Q_{\text{и}}$ , л/с	Предельное давление, МПа
180	46,0	19,0
170	41,0	21,0
160	36,4	24,0
150	31,9	27,5
140	27,8	32,0

Производительность насоса при реальной подаче вычисляют по формуле

$$Q_{\text{р}} = (Q_{\text{и}} \times N_{\text{р}}) / N_{\text{и}}, \quad (5.4)$$

где  $Q_{\text{р}}$  – производительность насоса при реальной подаче;  $Q_{\text{и}}$  – производительность насоса при идеальной подаче, приведенная в табл. 5.7;  $N_{\text{р}}$  – число ходов насоса, считанное на момент тарировки по прибору пульта управления насосом;  $N_{\text{и}} = 125$ .

По индикатору пульта управления насосом необходимо считать число ходов насоса  $N_{\text{р}}$ . Оно равно, например, 85. Предварительно необходимо вычислить производительность насоса  $Q_{\text{р}}$  для числа ходов поршня 85 по формуле (5.4):  $Q_{\text{р}} = (Q_{\text{и}} \times 85) / 125$ .

#### *Канал измерения уровня бурового раствора в приемных емкостях*

Структурные схемы ИУБР в зависимости от исполнения представлены на рис. 5.16 и 5.17.

Принцип работы ИУБР заключается в преобразовании перемещения поплавка ДУ в изменение сопротивления потенциометра с последующим преобразованием этого сопротивления в сигнал постоянного тока, который преобразуется модулем 048 или модулем 054 в параллельный двоичный код, пропорциональный уровню БР.

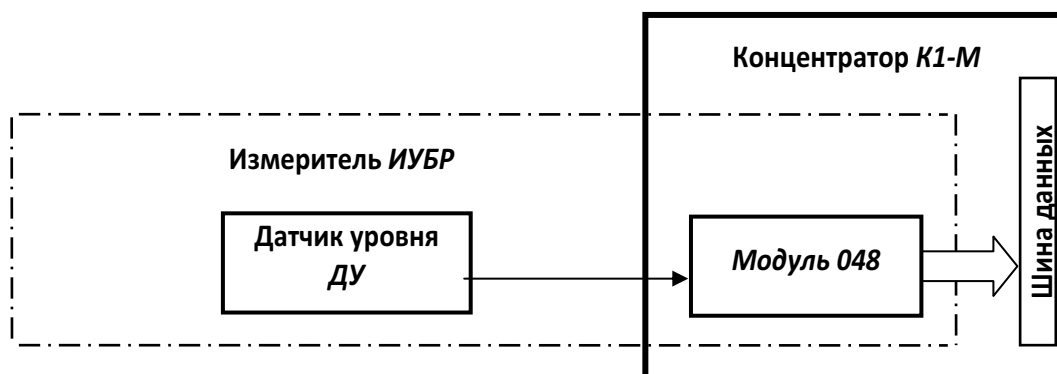


Рис. 5.16. Структурная схема ИУБР исполнений -00, -02, -04

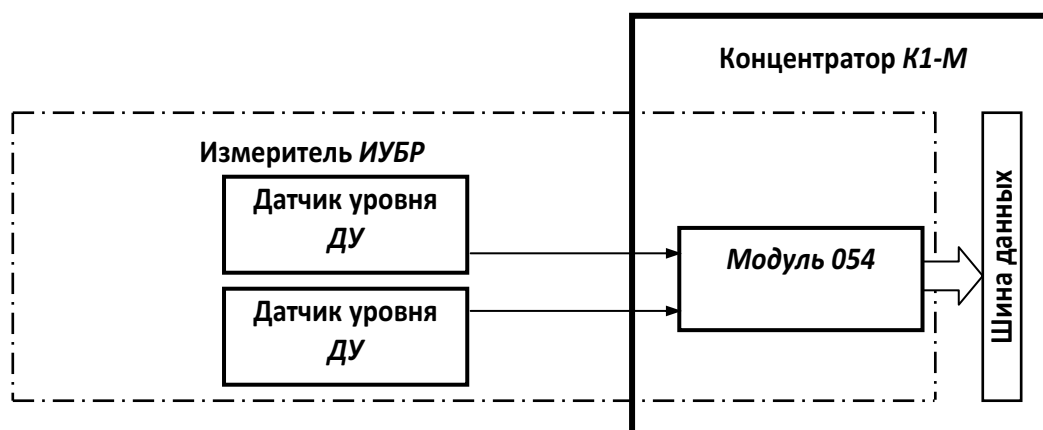


Рис. 5.17. Структурная схема ИУБР исполнений -01, -05, ..., -09

Технические характеристики ИУБР приведены в табл. 5.9.

Таблица 5.9

Наименование параметра	Значение для исполнений		
	-01	-02	-03
Верхнее значение диапазона измерений уровня БР, м, не менее	1,6	2,0	2,5
Нижнее значение диапазона измерений уровня БР, м, не более	0,3		
Приведенная основная погрешность, %, не более	1,5		

Модуль 048 или модуль 054 формирует гальванически развязанное от других источников искробезопасное напряжение питания ДУ и преобразует аналоговый сигнал, пропорциональный уровню БР, в параллельный двоичный код.

В состав КУБ-01 может входить несколько ИУБР с максимальным количеством ДУ – 11 шт.

Верхнее значение диапазона измерений уровня раствора – не более 1,6 м, нижнее значение – не менее 0,3 м.

Технические характеристики ДУ приведены в табл. 5.10.

Таблица 5.10

Наименование параметра	Значение для исполнений		
	-01	-02	-03
Верхнее значение диапазона измерений уровня БР, м, не более	1,6	2,0	2,5
Нижнее значение диапазона измерений уровня БР, м не менее	0,3		
Напряжение питания, В	$21 \pm 1$		
Ток потребления, мА, не более	25		
Выходной ток, мА, не более	10		
Габаритные размеры, мм	$190 \times 2050 \times 190$	$190 \times 2350 \times 190$	$190 \times 2950 \times 190$
Масса, кг, не более	8,7	10,3	11,9

Внешний вид и состав ДУ представлены на рис. 5.18. Общим отличием в конструкции по исполнениям ДУ является размер потенциометра 9 и трубы 1.

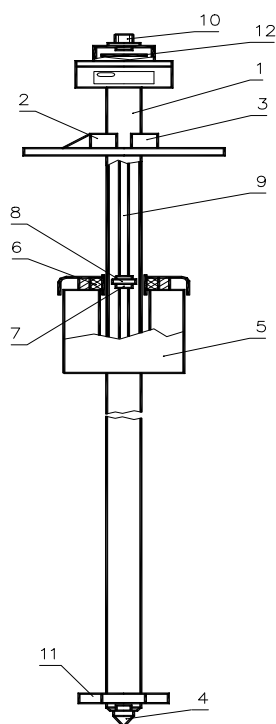


Рис. 5.18 . Внешний вид ДУ:  
1 – труба; 2 – кронштейн; 3 – хомут;  
4 – пробка; 5 – поплавок; 6 – магнит;  
7 – ползунок; 8 – магнитопровод; 9 – резистор;  
10 – вилка; 11 – упор; 12 – преобразователь П

ДУ состоит из трубы 1, которая опускается в емкость с БР. Ее верхний конец кронштейном 2 и хомутом 3 крепится к крышке емкости. На трубу надет поплавок 5, в котором укреплен кольцеобразный постоянный магнит 6. Внутри трубы помещен резистор 9 из нихромовой проволоки, по которому скользит ползунок 7.

На ползунке закреплен кольцеобразный магнитопровод 8. Концы резистора соединены с преобразователем 12. Упор 11 определяет нижнее положение поплавка.

Работает ДУ следующим образом. При изменении уровня БР в емкости вдоль трубы перемещается поплавок, на котором укреплен постоянный магнит. Так как труба выполнена из неферромагнитного материала, то за счет магнитного потокосцепления вслед за наружным магнитом будет перемещаться магнитопровод, помещенный внутри трубы. Внутренний магнитопровод закреплен на ползунке и, перемещаясь, будет перемещать ползунок, изменяя сопротивление резистора соединенного с входом преобразователя П.

Искробезопасное напряжение питания ДУ и съем сигнала для дальнейшей обработки осуществляется через герметичный разъем 10.

Структурная схема ДУ представлена на рис. 5.19.

Электронная часть состоит из преобразователя П, включающего в себя источник тока ИТ, преобразователь напряжение–ток ПНТ, и потенциометра датчика R. ИТ формирует постоянный ток через R, величина которого обратно пропорциональна уровню БР – положению поплавка. Напряжение, равное произведению  $I \cdot R$ , преобразуется с помощью ПНТ в выходной ток.

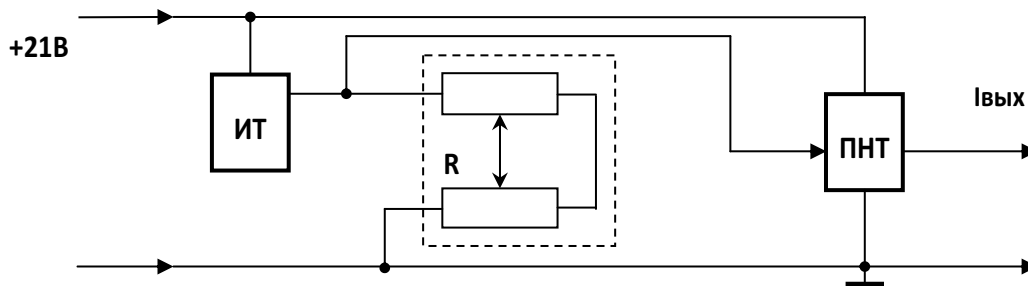


Рис. 5.19. Структурная схема датчика уровня ДУ

#### **Измеритель усилия натяжения каната ключа ИНКК**

Комплектность ИНКК: датчик натяжения каната ключа ДМК, преобразователь тензометрический ПТ, преобразователь аналог-код (модуль 052).

Канал измерения усилия натяжения каната ключа состоит из ДМК, ПТ и модуля 052, расположенного в «корзине» корпуса концентратора К1-М (К1-М).

Принцип работы ИНКК заключается в преобразовании усилия натяжения каната ключа в деформацию упругого элемента тензорезисторного датчика, которое преобразуется ПТ в сигнал постоянного тока с последующим его преобразованием модулем 052 в параллельный двоичный код. Технические характеристики ИНКК приведены в табл. 5.11. Структурная схема ИНКК представлена на рис. 5.20.



Таблица 5.11

## Технические характеристики ИНКК

Наименование параметра	Значение для исполнений	
	-01	-02
Верхний предел измерений усилия натяжения каната ключа, кН, не более	60	100
Приведенная основная погрешность, %, не более	1,0	

Модуль 052 формирует гальванически развязанное от других источников искробезопасное напряжение питания для ПТ.

Датчик ДМК предназначен для преобразования усилия натяжения каната ключа в изменение сопротивления плеч тензорезисторного датчика.

ДМК предназначен для совместной работы в комплекте Измерителя усилия натяжения каната ключа ИНКК в составе комплекса КУБ-01.

Верхний предел преобразований усилия натяжения каната ключа не более 100 кН. Диаметр каната ключа – 20 мм.

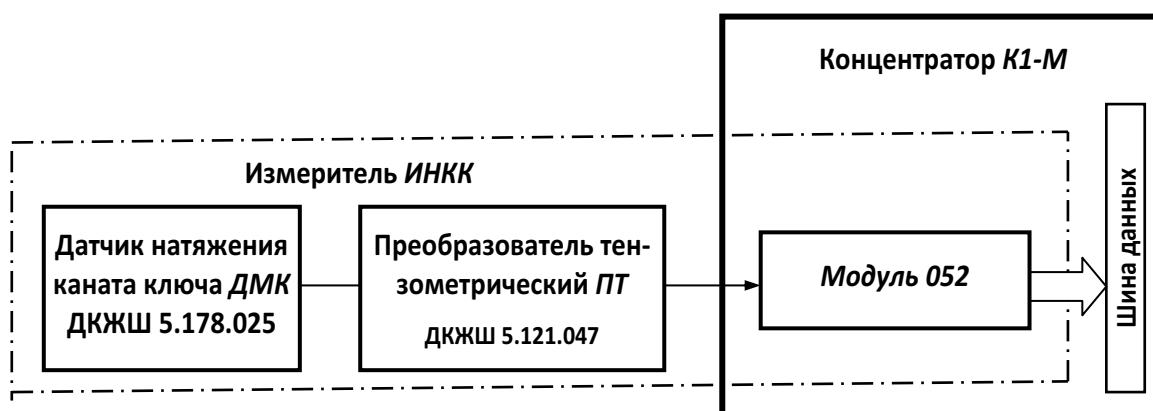


Рис. 5.20. Структурная схема ИНКК

Датчик 1 (рис.5.21) установлен на основании 4 и закреплен пластинами 14. На датчике установлена тяга 6. Штифт 2 фиксирует тягу на датчике. Прижим 7 крепится болтами 8 на тяге и зажимает канат. Болты 8 стопорить при монтаже проволокой через отверстия в головках болтов. Скобы 9 предохраняют канат от спадания с роликов. Ролик 10 установлен на оси 12 на двух подшипниках 11. Крышки 13 предохраняют подшипники от попадания влаги и загрязнения. Для уплотнения лабиринта, канавки ролика под крышки заполнены консистентной смазкой. Канатик 5 предохраняет ДМК от самопроизвольного перемещения по канату.

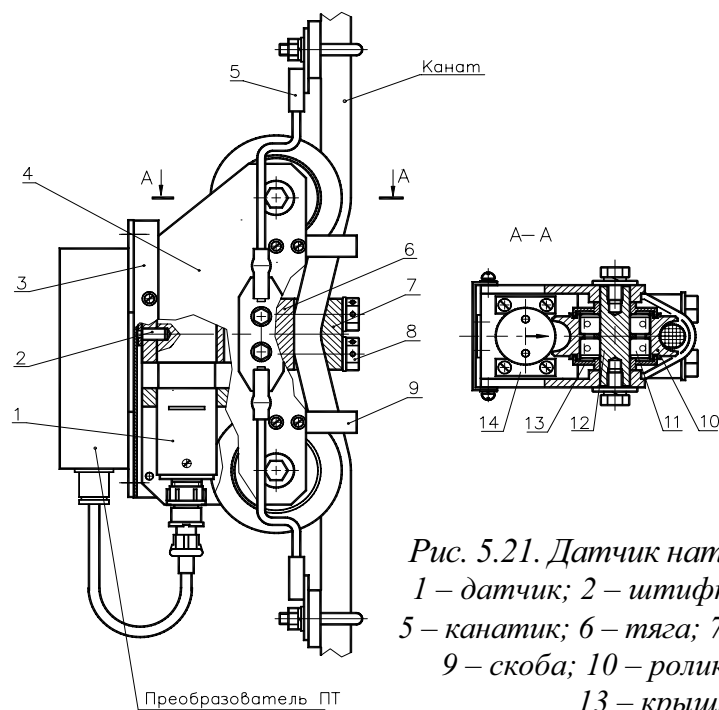


Рис. 5.21. Датчик натяжения каната ключа ДМК:  
 1 – датчик; 2 – штифт; 3 – крышка; 4 – основание;  
 5 – канатик; 6 – тяга; 7 – прижим; 8 – болт М12 × 50;  
 9 – скоба; 10 – ролик; 11 – подшипник; 12 – ось;  
 13 – крышка; 14 – пластина

Канат, проходя через тягу 6 и ролики 10, создает при натяжении изгибающий момент, действующий на тензорезисторный датчик 1. Изгибающий момент, пропорциональный усилию натяжения каната ключа, изменяет сопротивление тензорезисторного датчика.

#### **Измеритель усилия натяжения цепи ротора ИНЦР**

Измеритель ИНЦР предназначен для измерения косвенным методом величины момента на роторе.

Технические данные ИНЦР приведены в табл. 5.12.

Структурная схема ИНЦР представлена на рис. 5.22.

Канал измерения натяжения цепи ротора состоит из датчика натяжения цепи ротора ДМР-2, тензометрического преобразователя ПНЦ и преобразователя аналог-код (плата 008).

Таблица 5.12

Наименование параметра	Значение
Верхний предел измерений величины момента на роторе, кН·м, не более	60
Верхний предел преобразования давления цепи ротора на колесо, кН, не более	30
Приведенная основная погрешность измерения, %	4
Тип цепи привода ротора	2ПР-50,8
Масса датчика ДМР-2, кг, не более	45
Габаритные размеры ДМР-2, мм, не более	615 × 405 × 190

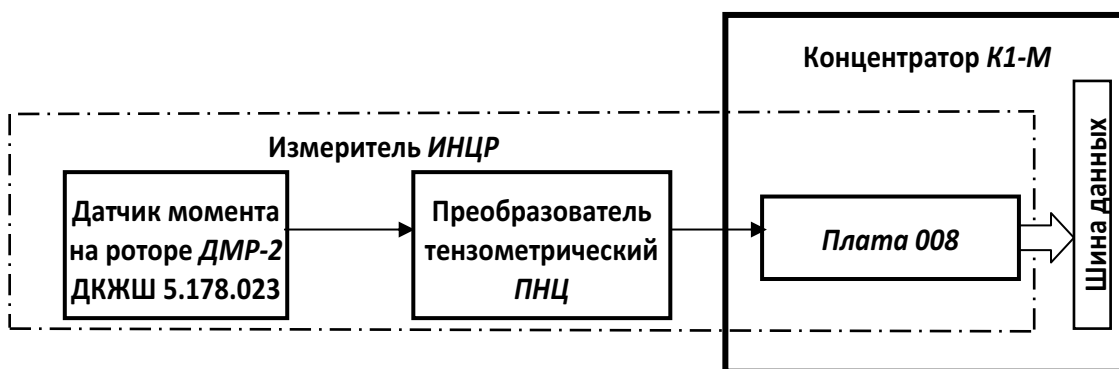


Рис. 5.22. Структурная схема ИНЦР

Принцип работы измерителя заключается в преобразовании датчиком ДМР-2 усилия натяжения цепи ротора в деформацию упругого элемента (тензорезисторного моста), которое преобразуется преобразователем ПНЦ в сигнал постоянного тока.

Плата 008 формирует гальванически развязанное от других источников питание преобразователя ПНЦ и преобразует аналоговый сигнал, пропорциональный усилию натяжения цепи ротора, в параллельный двоичный код.

Внешний вид ДМР-2 представлен на рис. 5.23.

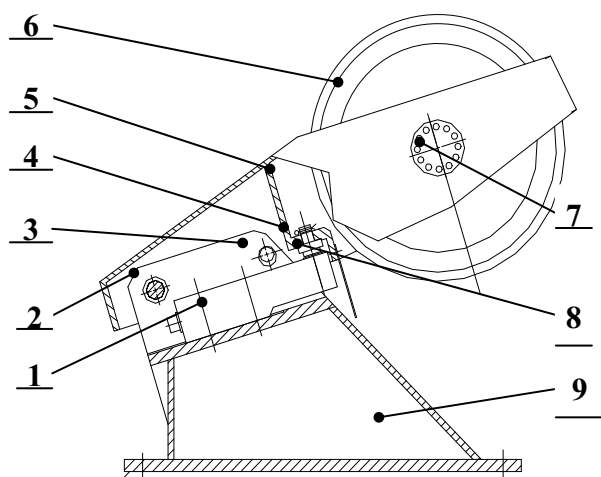


Рис. 5.23. Внешний вид ДМР-2:  
1 – тензорезисторный датчик; 2 – ось;  
3 – ось; 4 – опора; 5 – рычаг; 6 – колесо;  
7 – ось; 8 – опора; 9 – основание

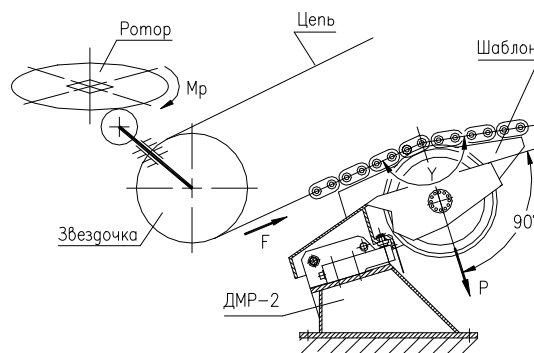


Рис. 5.24. Схема кинематическая установки ДМР-2:  
 $M_r$  – момент на роторе;  $F$  – сила натяжения цепи;  $P$  – сила давления цепи на колесо;  $Y$  – угол охвата колеса цепью

Измеритель ДМР-2 откалиброван для ротора Р-700 с цепной звездочкой, имеющей 21 зуб. Установка ДМР-2 в соответствии со схемой, приведенной на рис. 5.24, обеспечивает нормированное давление цепи ротора  $P = 24,5$  кН на колесо ДМР-2 при моменте на роторе  $M_r = 60$  кН.

ДМР-2 состоит из тензорезисторного датчика 1 (рис. 5.23), закрепленного на основании 9-ю болтами.

Рычаг 5 соединен с основанием 9 шарнирно осью 2. Ось 3, установленная на рычаге 5, проходит через отверстия в основании 9 и ограничивает взаимное перемещение между рычагом и основанием.

На рычаге 5 на подшипниках установлено колесо 6. Наружные кольца подшипников запрессованы в отверстие колеса, внутренние кольца подшипников расположены на оси 7 с гарантированным зазором для удобства монтажа.

На рычаге 5 установлена опора 4, которая опирается на опору 8, установленную на датчике 1.

Нагрузка от цепи ротора воспринимается колесом 6 и через опоры 4 и 8 передается на тензорезисторный датчик, изменяя его сопротивление.

Расчет силы натяжения цепи ротора  $F$  и момента на роторе  $M_p$  проводится по формулам:

$$F = P / 2 \sin((180^\circ - Y) / 2); \quad (5.5)$$

$$M_p = F \cdot (D/2) \cdot u \cdot k, \quad (5.6)$$

где  $u$  – передаточное число ротора;  $k$  – КПД ротора;  $D$  – делительный диаметр звездочки, который определяется по формуле:

$$D = t / \sin(180^\circ / z), \quad (5.7)$$

где  $t$  – шаг цепи;  $z$  – число зубьев звездочки.

Ниже приведен пример расчета угла охвата колеса цепью  $Y$  для  $P = 24,5$  кН и  $M_p = 60$  кН·м:

$$Y = 180^\circ - 2 \arcsin(0,102 \cdot t \cdot u \cdot k / \sin(180^\circ / z)). \quad (5.8)$$

На датчик ДМР-2 на осях 9, 10 устанавливается шаблон. Колесо датчика должно располагаться посередине цепи ротора. Угол охвата цепью колеса датчика определяется по шаблону, при этом пальцы цепи (при натянутой цепи) параллельны кромкам шаблона, что обеспечивает угол охвата  $Y = 170^\circ$ .

Несущая конструкция для установки ДМР-2 должна выдерживать длительную нагрузку 50 кН.

#### ***Измеритель температуры бурового раствора ИТБР***

ИТБР предназначен для измерения температуры бурового раствора.

Техническая характеристика ИТБР приведена в табл. 5.13.

Таблица 5.13

#### ***Техническая характеристика ИТБР***

Наименование параметра	Значение
Верхний предел измерения температуры, °С	100
Напряжение питания, В, не более	$36 \pm 1$
Время преобразования, с, не более	1
Основная приведенная погрешность, %, не более	1,5

Структурная схема ИТБР представлена на рис. 5.25.

Канал измерения температуры БР состоит из ДТ и модуля 043, расположенного в концентраторе К1-М (К1-М).

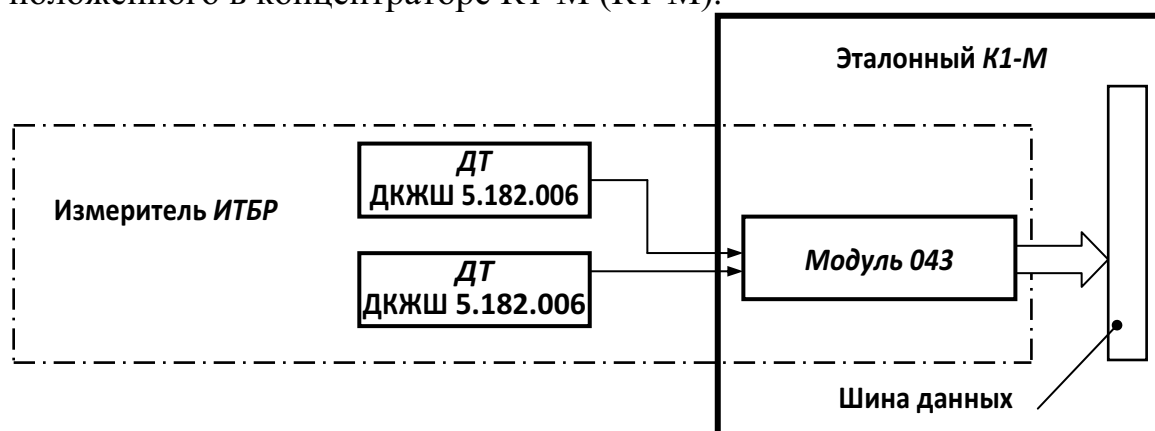


Рис. 5.25. Структурная схема ИТБР

Модуль 043 формирует гальванически развязанное от других источников питание для ДТ и преобразует аналоговый сигнал, пропорциональный температуре, в параллельный двоичный код.

#### **Измеритель частоты вращения ротора ИЧВР**

Измеритель ИЧВР предназначен для преобразования углового перемещения вала ротора в параллельный двоичный код частоты его вращения.

Техническая характеристика ИЧВР приведена в табл. 5.14. Структурная схема ИЧВР представлена на рис. 5.26.

Таблица 5.14

*Технические характеристики ИЧВР*

Наименование параметра	Значение
Верхний предел измерений частоты вращения ротора, об/мин, не более	320
Приведенная основная погрешность, %, не более	1,0

Канал измерения частоты вращения вала ротора состоит из ДО и модуля 002, расположенного в «корзине» корпуса концентраторе К1-М.

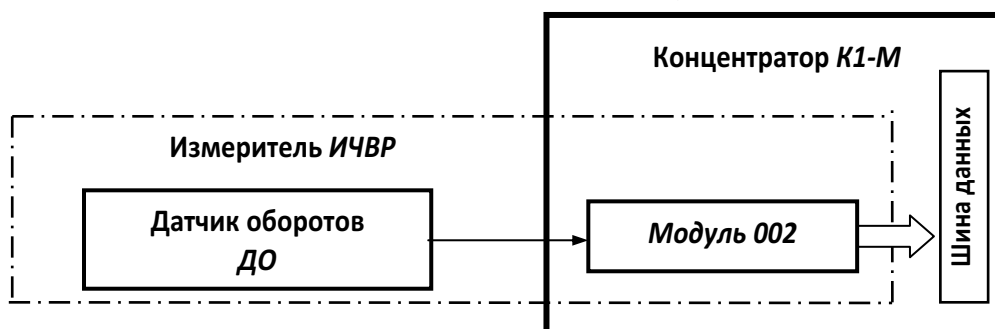


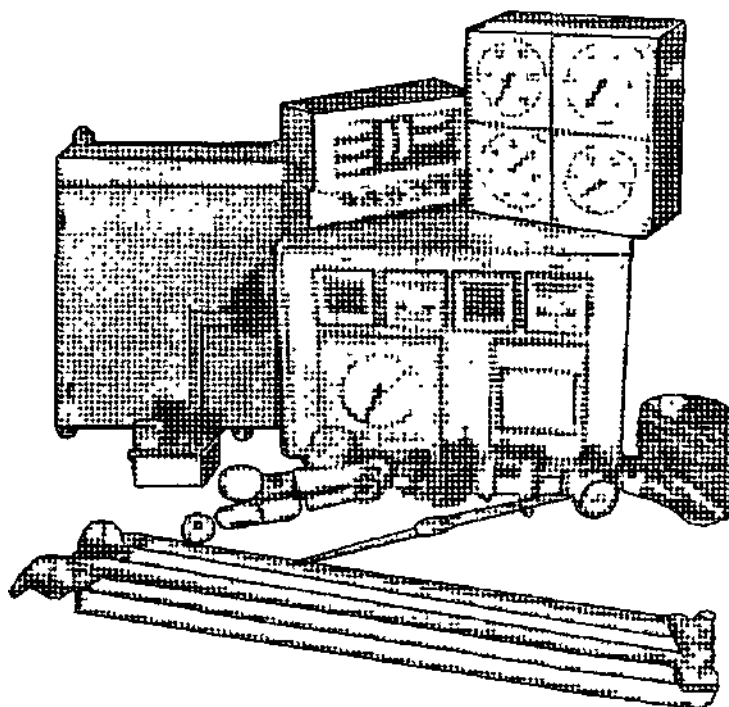
Рис. 5.26. Структурная схема ИЧВР

Принцип работы измерителя заключается в преобразовании углового перемещения вала ротора в унитарный код – в последовательность импульсов, число которых пропорционально угловому перемещению вала, с последующим его преобразованием модулем 002 в параллельный двоичный код, пропорциональный частоте вращения вала ротора.

### **5.2.3. Комплекс средств наземного контроля и управления процессом бурения нефтяных и газовых скважин типа СКУБ-М1**

Комплекс (рис. 5.27) предназначен для контроля основных параметров процесса вращательного бурения нефтяных и газовых скважин. Применяется на буровых установках для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения стволов нефтяных и газовых скважин на суше.

Комплекс является многофункциональным восстанавливаемым изделием, которое в зависимости от варианта исполнения предназначено для контроля восьми, девяти и пятнадцати технологических параметров (табл. 5.15).



*Рис. 5.27. Комплекс средств наземного контроля и управления процессом бурения нефтяных и газовых скважин типа СКУБ-М1*

Комплекс состоит из следующих основных групп устройств: датчиков; блока питания и коммутации БПК; блока наблюдения БН; пульта контроля и управления ПКУ; устройства регистрации УР.

Таблица 5.15

*Основные технические характеристики комплекса СКУБ-М1*

Показатели	Вариант комплекса					
	00	01	02	03	04	05
Число контролируемых параметров	8	8	9	15	15	15
Нагрузка на крюке, кН	1250	1600	2000	3500	3500	4000
Осевая нагрузка, кН	4000					
Подача бурового инструмента, м	Не ограничена					
Перемещение талевого блока, м	40					
Давление нагнетания БР, МПа	25					
Расход БР, м <sup>3</sup> /с	0,1					
Частота вращения ротора, мин <sup>-1</sup>	–	–	–	60	60	60
Крутящий момент на машинном ключе, кН·м	–	–	–	1,6	1,6	1,6
Предел допускаемой основной приведенной погрешности параметров, %	2,5					
Температура БР, °С	–	–	–	100	100	100
Расход выходящего БР, %	–	–	–	100	100	100
Диапазон рабочих температур, °С	–50... +50					
Масса	305,5	305,5	312,7	381,1	380,2	380,2

Составные части комплексов СКУБ-М1 обеспечивают реализацию следующих функций:

- 1) контроля – измерение, сбор и обработка сигналов о технологических параметрах буровой;
- 2) отображения сигналов на показывающих приборах;
- 3) регистрации сигналов на диаграммной бумаге;
- 4) обеспечения выхода сигналов на информационно-измерительные системы;
- 5) сигнализации отклонения от заданных режимов и других состояний;
- 6) управления – формирование и выдача управляющих сигналов при достижении контролируемыми параметрами ранее заданных значений.

Датчики комплексов СКУБ-М1, устанавливаемые на технологическом оборудовании буровой, вырабатывают электрические сигналы измерительной информации о ходе технологического процесса бурения. Датчики подключаются к БПК с помощью соединительных кабелей (рис. 5.28). БПК обеспечивает питание датчиков и передачу сигналов к устройствам БН, ПКУ, УР и на контакты разъема «Выходные сигналы» УР.

Для первичной обработки информации в составе комплексов СКУБ-М1 имеются установленные в БПК БОС сравнивающий и усиливающий сигналы.

Показывающие приборы БН и измерительные приборы ПКУ обеспечивают предоставление контролируемых параметров бурильщику.

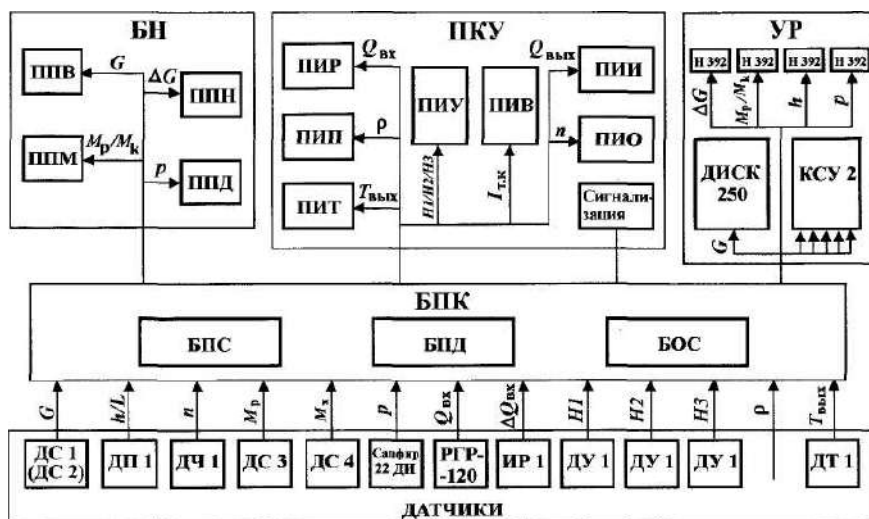


Рис. 5.28. Структурная схема комплекса СКУБ-М1

Управление работой комплексов СКУБ-М1 осуществляется с помощью устройств управления (переключателей) ПКУ.

Информационные сигналы фиксируются на диаграммной бумаге регистрирующими приборами УР.

Функции реализуются с помощью совокупности устройств, размещаемых в составных частях, представляющих собой измерительный канал. Формирование каналов осуществляется по каждому технологическому параметру, контролируемому комплексами. При этом, если контролируемый технологический параметр и фактически измеряемая физическая величина совпадают, то канал называется измерительным и для него указываются погрешности по отношению к контролируемому параметру. Если же контролируемый технологический параметр и фактически измеряемая физическая величина не совпадают, то канал называется каналом контроля и для него указываются погрешности по отношению к измеряемой физической величине.

Нагрузка на крюк (вес инструмента) определяется по значению усилия натяжения неподвижной ветви талевого канала, которое передается на ДС1 (ДС2) с помощью механизма крепления и перепуска каната.

Электрический сигнал в ДС1 (ДС2), соответствующий нагрузке на крюк, поступает в БПК на БОС.



Усиленный в БОС сигнал  $G$  (0–10) В поступает:

- в БН на ППВ;
- в УР на регистратор «Диск-250» и на контакт «Внешний потребитель», на контакт «Выходные сигналы» в БПК.

В БОС сигнал  $G$  сравнивается с заданным уставкой значением максимально допустимого усилия. В результате сравнения вырабатываются дискретные сигналы, которые после усиления поступают:

- сигнал тревожной сигнализации – на лампочку «Вес» в ПКУ;
- управляющий сигнал «Вес» – на контакт 1а разъема ХР22 в БПК.

Осевая нагрузка на буровой инструмент определяется как разность нагрузки на крюк до и после установки инструмента на забой, т. е. в данном случае используется сигнал датчика ДС1.

В БОС происходит вычитание сигналов  $G_l - G_o = AG$ , где  $G_o$  – сигнал усилия до установки инструмента на забой, В;  $G_l$  – сигнал усилия после установки инструмента на забой, В.

В комплексах СКУБ-М1 вычитание сигналов производится автоматически по сигналу наличия давления в манифольде в нагнетательной линии.

Электрический сигнал  $AG$  (0–10) В, пропорциональный осевой нагрузке на буровой инструмент, после усиления в БОС поступает:

- в БН на ППН;
- в УР на регистратор – миллиамперметр Н392 и на контакт «Внешний потребитель»;
- на контакт 16 разъема Х21 «Выходные сигналы» в БПК.

Подача бурового инструмента осуществляется по углу поворота барабана лебедки, пропорциональному перемещению верхнего конца бурильной колонны (талевого блока) в процессе бурения скважины.

В этом канале в качестве датчика подачи инструмента используется датчик ДП1. Сигнал датчика поступает в БПК на БОС.

Усиленный в БОС электрический сигнал (0–10) В поступает:

- в УР на регистратор – миллиамперметр Н392 и на контакт «Внешний потребитель» ПКУ;
- на контакт «Выходные сигналы» в БПК.

Положение талевого блока определяется по углу поворота барабана лебедки, пропорциональному перемещению талевого блока в процессе спуско-подъемных операций.

Сигнал датчика ДП1, соответствующий положению талевого блока, поступает в БПК на БОС.

Электрический сигнал (0–10) В после усиления в БОС поступает:

- в ПКУ на ПИБ;
- в УР на регистратор – миллиамперметр Н392 и на контакт «Внешний потребитель»;
- на контакт «Выходные сигналы» в ВПК.

В БОС сигнал сравнивается с заданным уставкой значением максимально допустимого верхнего положения талевого блока. В результате сравнения вырабатывается дискретный управляющий сигнал «Таль-блок», который поступает на контакт разъема в БПК.

Частота вращения ротора зависит от скорости вращения быстрого вала ротора или его привода датчиком ДЧ1.

Сигнал датчика ДЧ1 поступает в БПК на БОС.

Усиленный в БОС электрический сигнал (0–10) В поступает:

- в ПКУ на ПИО;
- в УР на регистратор – потенциометр КСУ и на контакт разъема «Внешний потребитель»;
- на контакт разъема «Выходные сигналы» в БПК.

Крутящий момент на роторе определяется по значению усилия натяжения ведущей ветви цепи привода ротора с помощью специального приспособления, которое преобразует усилие натяжения цепи в усилие сжатия на датчик ДС3.

Сигнал в БОС (0–10) поступает:

- в БН на ППМ;
- в УР на регистратор – миллиамперметр Н392 и на контакт разъема «Внешний потребитель»;
- на контакт разъема «Выходные сигналы» в БПК.

В БОС сигнал  $M_p$  сравнивается с заданным уставкой предельно допустимым значением усилия. В результате сравнения вырабатываются дискретные сигналы, которые после усиления поступают:

- сигнал тревожной сигнализации – на лампочку «Момент» в ПКУ;
- управляющий сигнал «Момент Р» – на контакт разъема в БПК.

Следует отметить, что наличие сигнала  $M_p$  в цепях определяется технологическим процессом, проводимым в данное время на буровой, т. е. сигнал  $M_p$  подается только в процессе бурения.

Крутящий момент на машинном ключе измеряется по значению усилия на конус рычага ключа, возникающего при свинчивании (развинчивании) бурильных труб в процессе спуско-подъемных операций.

Сигнал датчика ДС4 поступает в БПК на БОС.

Усиленный в БОС электрический сигнал  $M_k$  (0–10) В поступает:

- в БН на ППМ;
- в УР на регистратор – миллиамперметр и на контакт разъема ХЗ «Внешний потребитель»;
- на контакт разъема «Выходные сигналы» в БПК.

В БОС сигнал  $M_k$  сравнивается с заданным уставкой значением максимально допустимого усилия. В результате сравнения вырабатываются дискретные сигналы, которые после усиления поступают:

- сигнал тревожной сигнализации – на лампочку «Момент» в ПКУ;
- управляющий сигнал «Момент К» на контакт разъема в БПК.

Следует иметь в виду, что наличие сигнала  $M_k$  в электрических цепях определяется технологическим процессом, проводимым в данное время на буровой, т. е. сигнал  $M_k$  подается только в процессе спуско-подъемных операций.

Давление нагнетания бурового раствора измеряется с помощью датчика «Сапфир-22ДИ» при воздействии на него давления в манифольде нагнетательной линии.

Сигнал датчика «Сапфир-22ДИ» поступает в БПК на БОС.

Усиленный в БОС электрический сигнал  $P$  (0–10) В поступает:

- в БН на ППД;
- в УР на регистратор – миллиамперметр Н392 и на контакт разъема «Внешний потребитель»;
- на контакт разъема «Выходные сигналы» в БПК.

В БОС сигнал  $P$  сравнивается с заданными уставками значениями максимально допустимого давления и давления в манифольде. В результате сравнения вырабатываются дискретные сигналы, которые после усиления поступают:

- сигнал тревожной сигнализации – на лампочку «Давление» в ПКУ;
- управляющие сигналы «Давление» и «Циркуляция» — на контакты разъема ХР22 в БПК.

Расход бурового раствора в нагнетательной линии измеряется преобразователем расхода РГР-100, сигнал которого поступает в БПК на БОС.

Усиленный в БОС электрический сигнал  $Q_{вх}$  (0–10) В поступает:

- в ПКУ на ПИР;
- в УР на регистратор – потенциометр КСУ и на контакт разъема «Внешний потребитель»;
- на контакт разъема «Выходные сигналы» в ВПК.

Изменение расхода выходящего бурового раствора определяется по перемещению лопасти датчика ИР1 под действием потока выходящего раствора. Сигнал датчика ИР1 поступает в ВПК на БОС.

Усиленный в БОС электрический сигнал (0–10) В поступает:

- в ПКУ на ПИИ;
- в УР на регистратор – потенциометр КСУ и на контакт разъема «Внешний потребитель»;
- на контакт разъема «Выходные сигналы» в БПК.

В БОС сигнал сравнивается с заданной уставкой предельно допустимым изменением расхода выходящего бурового раствора. В результате сравнения вырабатывается дискретный управляющий сигнал «Скважина», который после усиления поступает на контакт разъема в БПК.

Уровень бурового раствора в приемных емкостях измеряется по значению перемещения поплавка датчика ДУ1. В комплексах СКУБ-М1 предусмотрена возможность измерения уровня в трех емкостях с помощью поставляемых в комплекте датчиков ДУ1. Сигналы датчиков ДУ1 поступают в БПК на БОС.

Усиленные в БОС сигналы Н1, Н2, Н3 (0–10) В поступают:

- в УР на регистратор – потенциометр КСУ и на контакты разъема «Внешний потребитель» соответственно;
- на контакты «Выходные сигналы» в БПК.

В зависимости от положения переключателя «Уровень» на панели ПКУ сигналы Н1 или Н2 сравниваются с заданными уставками значениями предельно допустимых уровней в емкостях.

В результате сравнения вырабатывается дискретный сигнал тревожной сигнализации, который после усиления поступает на лампочку «Уровень» в ПКУ.

Плотность бурового раствора можно измерять при наличии плотногомера с унифицированным выходным сигналом (0–10) В, так как датчик плотности в комплект поставки комплексов СКУБ-М1 не входит.

В комплексах СКУБ-М1 предусмотрена возможность подключения датчика плотности к разъему БПК. Сигнал датчика плотности в БПК поступает на БОС, а оттуда после усиления (0–10) В направляется:

- в ПКУ на ПИП;
- в УР на регистратор – потенциометр КСУ2 и на контакт разъема «Внешний потребитель»;
- на контакт разъема «Выходные сигналы» в ВПК.

В БОС сравнивается с заданной уставкой значение предельно допустимой плотности. В результате сравнения вырабатываются дискретные сигналы, которые после усиления поступают:

- сигнал тревожной сигнализации – на лампочку «Плотность» в ПКУ;
- управляющий сигнал «Плотность» – на контакт разъема в ВПК.

Температура бурового раствора измеряется датчиком ДТ1 по значению сопротивления термопреобразователя, погруженного в раствор. Сигнал датчика ДТ1 поступает в ВПК на БОС.

Усиленный в БОС электрический (0–10) В поступает:

- в ПКУ на ПИТ;
- в УР на регистратор–потенциометр КСУ2 и на контакт разъема «Внешний потребитель»;
- на контакт разъема «Выходные сигналы» в БПК.

Датчики усилий предназначены для преобразования усилий, действующих на чувствительный элемент, в выходной электрический сигнал (0–10) В.

В зависимости от назначения датчики усилий имеют 4 варианта исполнений, которые отличаются между собой габаритными размерами и присоединительными элементами.

Датчики ДС1 и ДС2 применяются для измерения усилий в каналах контроля нагрузки на крюк и осевой нагрузки на буровой инструмент.

Датчик ДС3 используется для измерения усилий в канале контроля крутящего момента на роторе.

Датчик ДС4 предназначен для измерения усилий в канале измерения крутящего момента на машинном ключе.

Усилие, действующее на трубчатый чувствительный элемент с наклеенными тензорезисторами, вызывает изменение их сопротивления. Изменение сопротивления усиливается в дифференциальном усилителе до уровня (0–10) В.

Конструкция датчика усилий показана на рис. 5.29. В чувствительный элемент 2 ввинчены серьги 1, 3, с помощью которых осуществляется монтаж датчика усилий и через которые передается измеряемое усилие. Одновременно серьги служат защитным корпусом для чувствительного элемента. Соединение серег подвижное.

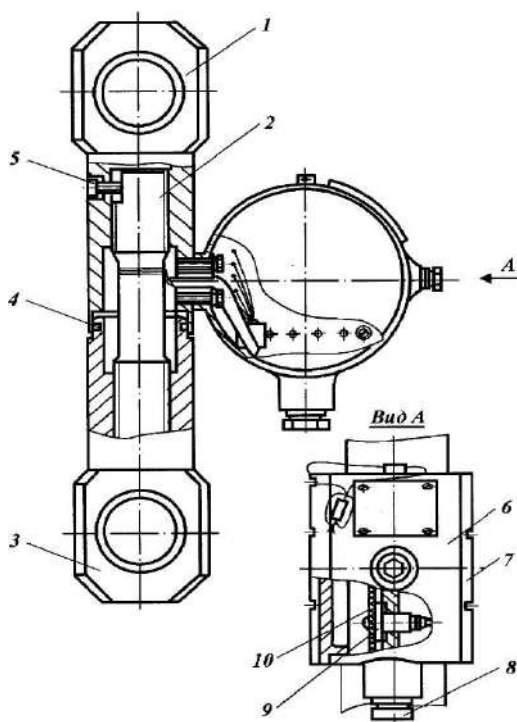


Рис. 5.29. Конструкция датчика усилий комплекса СКУБ-М1

С помощью резинового кольца 4 обеспечивается герметичность. Для фиксации чувствительного элемента от проворачивания служит винт 5. К верхней серьге 1 прикреплен корпус 6, в одной части которого раз-

мещен дифференциальный усилитель 10, а во второй – клеммная колодка 9 для подключения кабеля и кабельный ввод 8. Каждая часть корпуса закрыта ввинчивающейся крышкой 7.

Датчики положения талевого блока ДП1–ДП3 предназначены для преобразования угла поворота барабана лебедки в изменение фазных напряжений сельсина, пропорциональное углу поворота входного вала.

Датчики ДП1–ДП3 применяются одновременно в канале контроля подачи инструмента и канале контроля положения талевого блока.

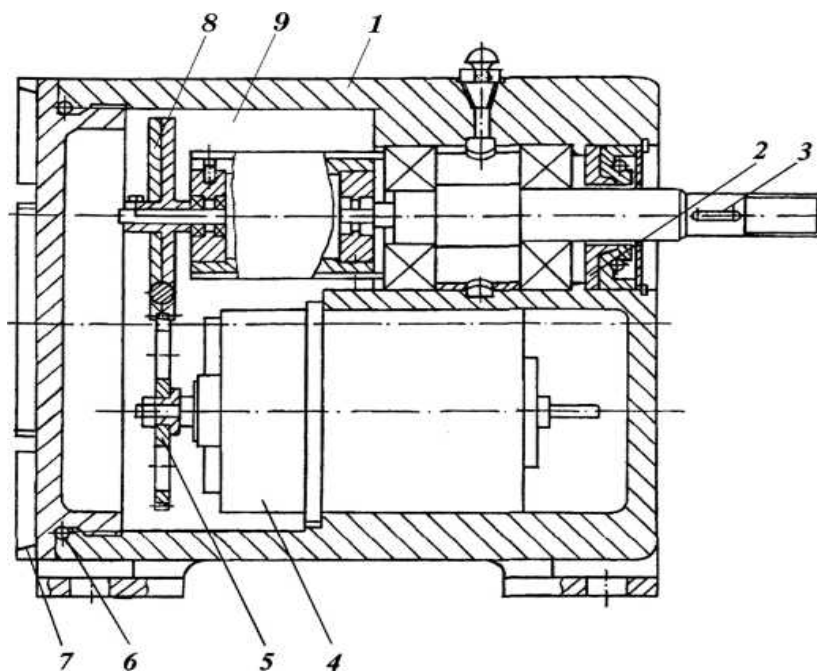


Рис 5.30. Датчика положения талевого блока

В литой корпус 1 датчика положения талевого блока ДП (рис. 5.30) помещены редуктор 9 ( $i = 125$ ) и пара зубчатых колес 5, 8 ( $i = 1; 1,51; 3$ ).

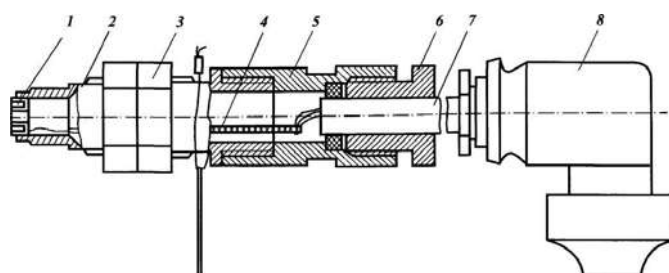
Вращательное движение вала буровой лебедки через входной вал датчика 3, редуктор, пару зубчатых колес передается на сельсин 4. Кабель подводится через сальниковый ввод и подключается к клеммам сельсина. Датчик закрывается литой крышкой 7. Для герметизации датчика применены манжета 2 и резиновые уплотнительные кольца 6.

Датчик частоты вращения ДЧ1 предназначен для преобразования скорости вращения быстроходного вала ротора или его привода в число импульсов постоянного тока, пропорциональное числу оборотов.

Датчик ДЧ1 применяется в канале контроля частоты вращения ротора.

Принцип действия ДЧ1 основан на срыве высокочастотных колебаний при экранировании магнитной взаимосвязи вращающимся металлическим диском, выступы и прорези которого поочередно попадают в щель индуктивной катушки 1 (рис. 5.31).

В корпусе ДЧ1 размещен также электронный преобразователь 4, преобразовывающий изменение магнитной взаимосвязи в импульсы постоянного тока.



*Рис. 5.31. Датчик частоты вращения ДЧ1:*

*1 – катушка; 2 – формирователь импульсов; 3, 5, 6 – гайки; 4 – плата;  
7 – кабель; 8 – корпус*

Внутренний объем корпуса залит компаундом на основе эпоксидной смолы ЭД-20 с добавками. К плате 4 подпаян кабель 7. Герметизация выступающей из корпуса 2 части платы и мест подпайки кабеля осуществлена с помощью гаек 5 и 6 и резиновых деталей. Для подключения ДЧ1 к ВПК кабель оканчивается корпусом 8. Для монтажа ДЧ1 на технологическом оборудовании предусмотрены две гайки.

Индикатор расхода на выходе ИР1 предназначен для преобразования количества выходящего из скважины бурового раствора в пропорциональный электрический сигнал (0–10) В.

Индикатор ИР1 применяется в канале контроля расхода выходящего бурового раствора.

Раствор, выходящий из скважины, отклоняет лопасть индикатора на угол, пропорциональный количеству выходящего из скважины раствора в единицу времени. Угол поворота входного вала преобразовывается в пропорциональное перемещение плунжера дифтрансформатора, которое в свою очередь преобразовывается в напряжение (0–10) В. Конструкция ИР1 показана на рис. 5.32.

Входной вал 7, связанный с лопастью 9, поворачивается на угол от 0 до 60° и в зависимости от расхода бурового раствора передает вращение профильному кулачку 6. Кулачок, вращаясь, через кронштейн перемещает плунжер 3 в катушке 4. Для обеспечения перемещения плунжера в соответствии с профилем кулачка 6 применена

пружина 11, которая воздействует на плунжер, обеспечивает плотное прилегание кронштейна к кулачку. Крышки 1, 2 и плата 8 отлиты из стали. В катушке имеется отверстие А для регулировки положения плунжера в катушке.

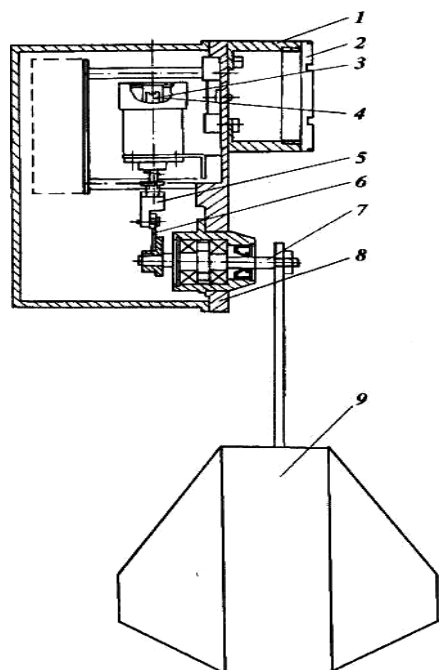


Рис. 5.32. Индикатор расхода на выходе:

1, 2 – крышки; 3 – плунжер; 4 – катушка;  
5 – кронштейн; 6 – кулачок;  
7 – входной вал; 8 – плата;  
9 – лопасть

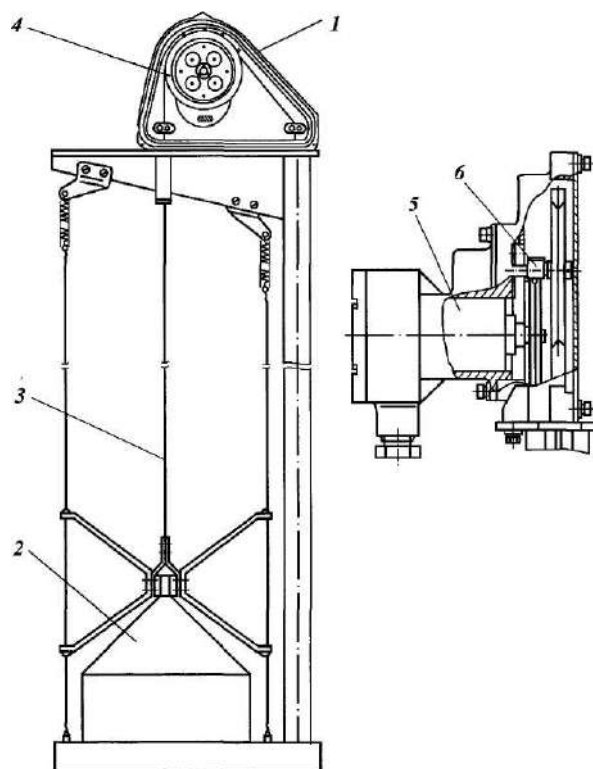


Рис. 5.33. Датчик уровня:

1 – корпус; 2 – поплавок; 3 – лента;  
4 – шкив; 5 – сельсин; 6 – вал

Датчик уровня ДУ1 предназначен для преобразования уровня бурового раствора в пропорциональный угол поворота вала сельсина. Конструкция датчика ДЧ1 показана на рис. 5.33.

Поплавок, плавающий по поверхности раствора, перемещается вверх или вниз при изменении уровня раствора в емкости. Перемещение поплавка преобразовывается в угол поворота вала сельсина, с которого снимаются фазные напряжения.

Входной вал 6 с мерным шкивом 4, связанный с поплавком 2 перфорированной стальной лентой 3, при изменении уровня бурового раствора от 0 до 1600 мм поворачивается и посредством цилиндрической передачи  $i = 6,4$  поворачивает вал сельсина 5 на угол от 0 до 300°. Корпус датчика 7 отлит из стали.

Кабель через сальниковый ввод 1 подключается к клеммной колодке сельсина 5.

Нулевой уровень раствора принят выше дна емкости.



Датчик температуры ДТ1 предназначен для преобразования температуры выходящего из скважины бурового раствора в пропорциональный выходной электрический сигнал (0–10) В.

Датчик ДТ1 применяется в канале измерения температуры (рис. 5.34).

В зависимости от температуры термометр сопротивления 6 изменяет свое сопротивление, которое преобразовывается электронным преобразователем в напряжение (0–10) В.

Термометр сопротивления закреплен на гайку 5, ввинченную в сварной каркас. Сварной каркас состоит из стакана 4, трубы 7, корпуса 10. Электронный преобразователь 8 установлен в корпусе с помощью двух винтов 1. Закрывается корпус двумя крышками с резьбой. Подсоединяемый кабель крепится к корпусу шайбой 3 и гайкой 2.

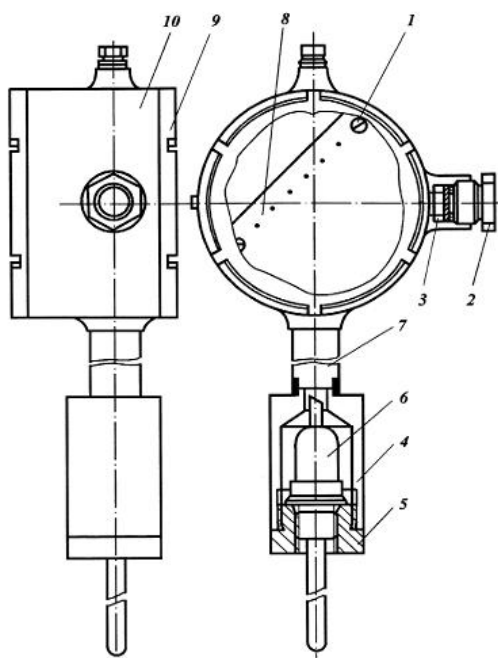


Рис. 5.34. Датчик температуры ДТ1:

- 1 – винт; 2 – гайка; 3 – шайба;  
4 – стакан; 5 – гайка; 6 – термометр;  
7 – труба; 8 – ПСН;  
9 – крышка; 10 – корпус

Пульт контроля и управления ПКУ (рис. 5.35) предназначен для оперативного контроля процессов бурения нефтяных и газовых скважин на суше. ПКУ имеет два варианта исполнения, отличающихся количеством устройств. ПКУ (вариант 00) состоит из герметизированного контейнера 1. В верхней части контейнера размещена панель с установленными на ней измерительными показывающими приборами и блоком сигнализации 7. В нижней части контейнера размещена панель 11 с ручками управления режимами процесса бурения.

Измерительные показывающие приборы представляют собой стандартные стрелочные миллиамперметры М42243, выполненные с оригинальной шкалой. Приборы отображают физическую величину

следующих измеряемых параметров процесса бурения: частоты вращения ротора 6, расхода раствора в нагнетательной линии 2, расхода раствора на выходе из скважины 5, положения талевого блока 4, уровня раствора в приемных емкостях 3, плотности раствора 14, температуры раствора на выходе 13.

Обе панели в собранном виде, снабженные разъемами с ловителями, вставляются в контейнер пульта по направляющим.

Для более точной фиксации ответные части разъемов в контейнере установлены на угольниках, имеющих некоторую свободу вращения вокруг вертикальной оси. Панели устанавливаются на прокладках, обеспечивающих герметичность пульта, и закрепляются винтами. Панель с показывающими приборами закрывается литой алюминиевой крышкой со смотровым окном.

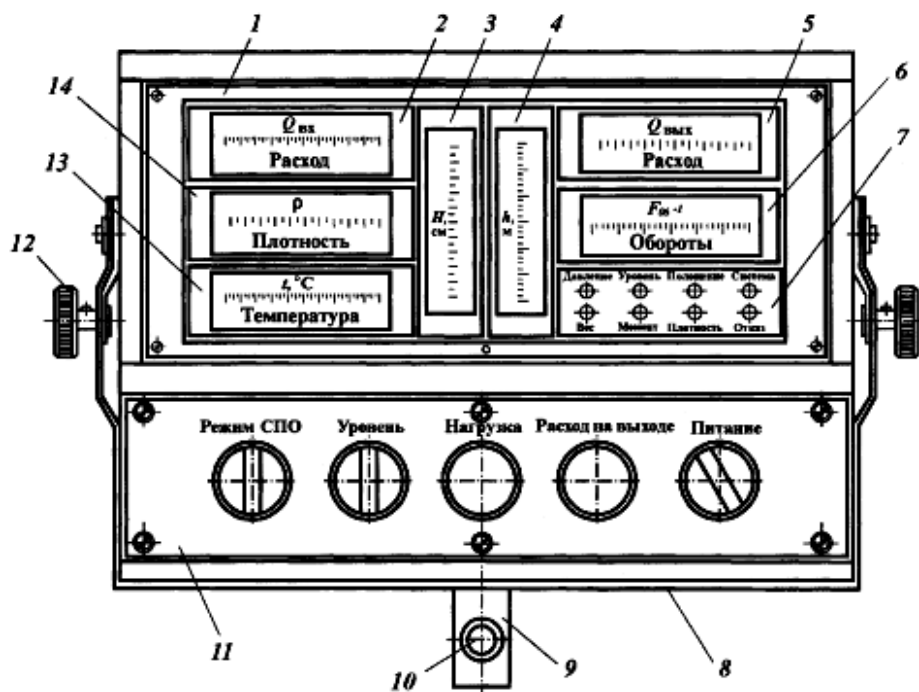


Рис. 5.35. Пульт контроля и управления ПКУ

Для установки в положение, удобное для бурильщика, контейнер снабжен скобой 8, крепящейся к контейнеру на осях вращения.

В нижней части к скобе прикреплена труба 9 для установки пульта на буровой площадке. Скоба и труба имеют фиксаторные ручки 10 и 12, позволяющие закреплять пульт в необходимом положении.

Пульт контроля и управления ПКУ (вариант 01) выполнен аналогично основному варианту. В верхней части контейнера размещена панель, на которой установлены измерительные приборы, показывающие расход раствора, частоту вращения ротора и положение талевого блока, а также блок сигнализации.

В нижней части контейнера расположена панель с ручками управления режимами процесса бурения.

Верхняя панель закрывается литой крышкой со смотровым окном.

Для установки в положение, удобное для бурильщика, ПКУ имеет на осях вращения скобу с прикрепленной к ней трубой для установки на объекте и фиксаторные ручки.

Блок наблюдения БН предназначен для отображения информации о контролируемых параметрах в форме, удобной для восприятия бурильщиком. БН (рис. 5.36) состоит из корпуса 5, в котором установлены четыре стрелочных прибора, показывающие вес инструмента 1, осевую нагрузку на долото 2, крутящий момент 4, давление бурового раствора 3.

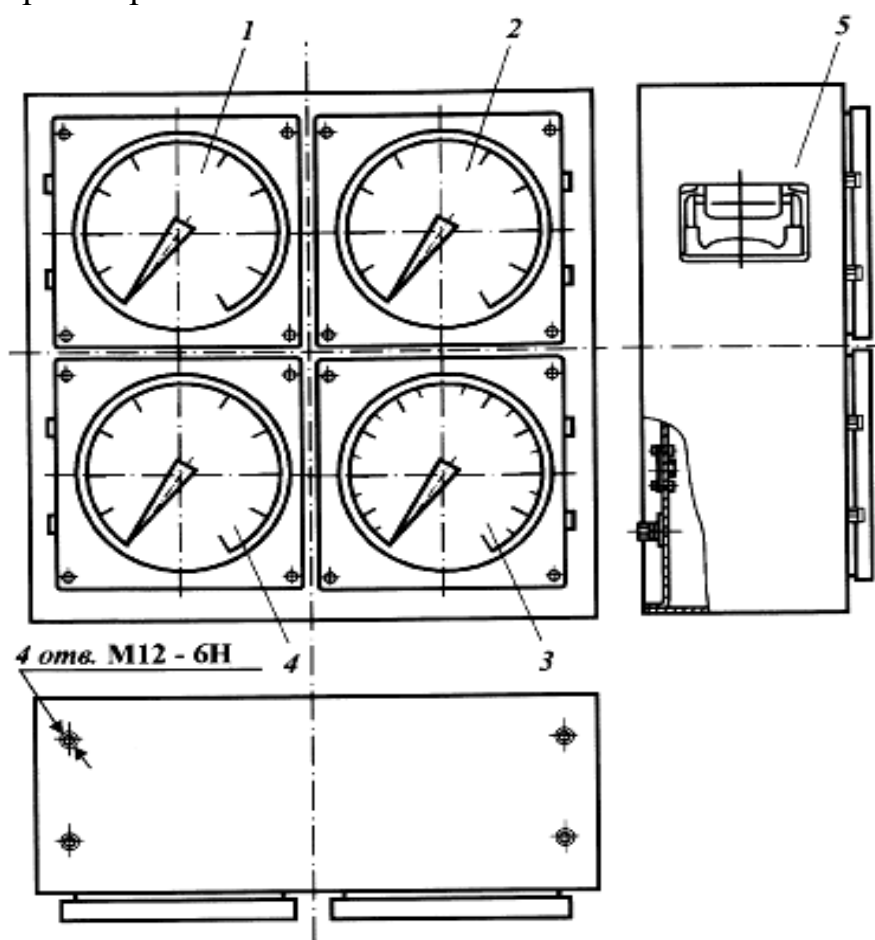


Рис. 5.36. Блок наблюдения

В процессе бурения прибор, показывающий момент, отображает крутящий момент на роторе, а в процессе СПО – крутящий момент на машинном ключе.

Питание БН осуществляется от БПК, электрические сигналы контролируемых параметров поступают также от БПК.

Блок питания и коммутации БПК (рис. 5.37) предназначен для питания комплекса стабилизированным напряжением и электрического сопряжения устройств, входящих в состав комплексов.

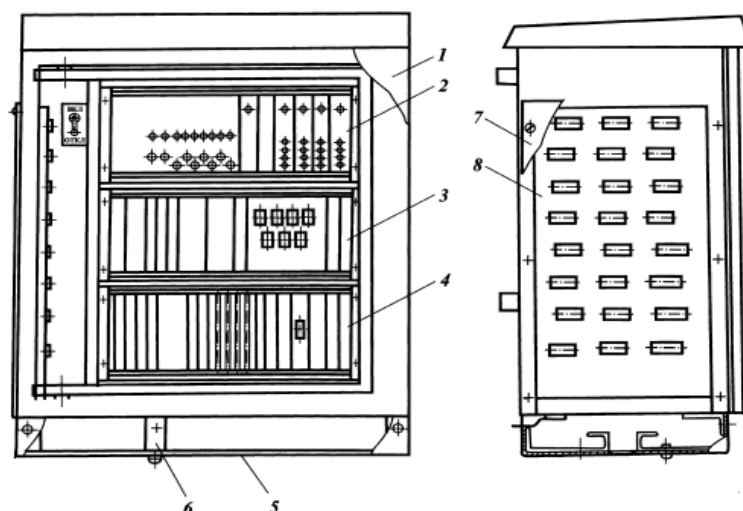


Рис. 5.37. Блок питания и коммутации БПК

Конструктивно БПК расположен в унифицированном шкафу 1, на поворотной раме которого установлены блок питания системы БПС 2, блок обработки сигналов БОС 3 и блок питания датчиков БПД 4, размещенные в унифицированных каркасах. На боковой левой стенке шкафа установлен кожух 8 с размещенными на нем разъемами для подключения монтажных жгутов и кабелей. Кожух закрывается крышкой 7. Внизу шкафа имеется поддон 5, крепящийся винтами к кронштейнам 6, приваренным к шкафу. В поддоне выполнено отверстие для ввода в кожух шкафа кабелей внешнего подключения.

Устройство регистрации УР (рис. 5.38) предназначено для записи текущих значений технологических параметров процесса бурения. Устройство регистрации устанавливается в помещении бурового мастера.

В кожухе 9, в верхней части передней съемной панели 5 закреплены четыре миллиамперметра НЗ92, осуществляющие аналоговую запись текущих значений быстро меняющихся технологических параметров: осевой нагрузки на долото 1, крутящего момента 2, подачи 3 и давления 4.

Миллиамперметры используются для регистрации напряжения постоянного тока (0–10) В, соответствующего значению измеряемого технологического параметра.

В нижней части панели размещены:

- регистрирующий прибор «Диск-250» 8, предназначенный для аналоговой записи параметра веса бурильной колонны;

- вольтметр КСУ-2 6 для аналоговой записи текущих значений технологических параметров, скорость изменения которых невелика; в комплексе используется шестиканальный прибор;
- выключатель 7, предназначенный для включения УР.

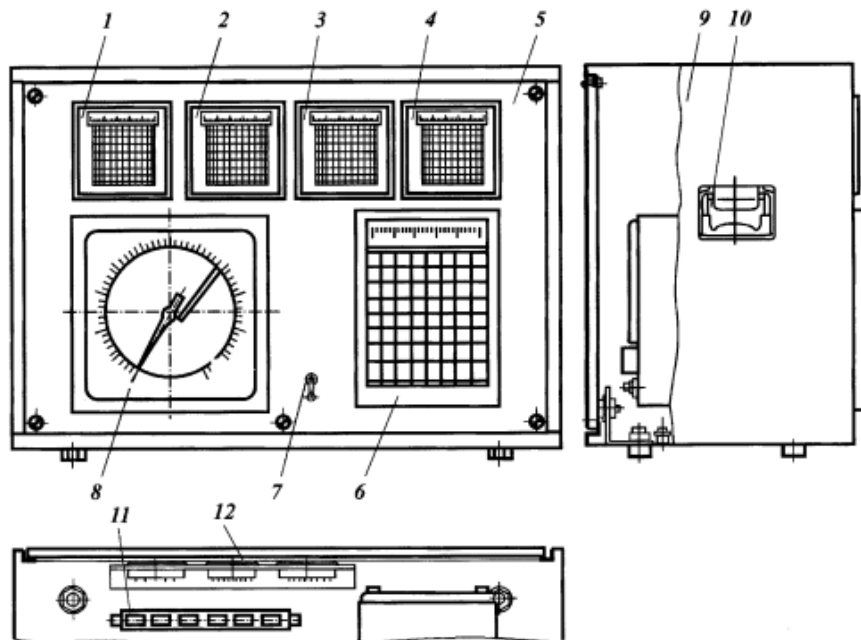


Рис. 5.38. Устройство регистрации УР

На задней съемной крышке внутри кожуха имеется планка 11 с размещенными на ней разъемами. Подключение внешних кабелей в кожухе осуществляется с помощью кронштейна 12 с разъемами.

Для переноски УР на боковых стенках кожуха установлены ручки 10.

В режиме «Бурение» для осуществления контроля осевой нагрузки на буровой инструмент бурильщик выполняет следующие операции:

- взвешивает инструмент путем снятия колонн с клиньев;
- приводит стол кондуктора во вращение;
- вращением регулятора «Нагрузка», размещенного на ПКУ, в одну или другую сторону устанавливает стрелку ППН в нулевое положение;
- приступает к бурению (нагружает долото).

Отклонение стрелки ППН влево от нуля свидетельствует о нагрузке на долото, отклонение вправо – о затяжке (при подъеме).

При отсутствии осевой нагрузки на буровой инструмент стрелка ППН находится в нулевом положении, перо регистратора пишет нулевую линию на уровне 0,8 диапазона.

Контроль уровня бурового раствора в комплексе СКУБ-М1 обеспечивают три датчика уровня, установленные на разных емкостях. Отображение уровня производится одним прибором ПИУ, раз-

мещенным на ПКУ. Поэтому бурильщик устанавливает переключатель «Уровень» на ПКУ в положение, при котором на ПИУ поступает сигнал датчика ДУ1 с интересующей его емкости (Н1, Н2 или Н3).

Для осуществления контроля за изменением расхода выходящего бурового раствора по ПИИ, размещенном на ПКУ, бурильщик при установившейся производительности буровых насосов выводит стрелку ПИИ в нулевое положение. Для этого необходимо вращать ручку регулятора «Расход на выходе» на ПКУ в одну или другую сторону до выхода стрелки в нулевое положение.

Нулевому положению стрелки ПИИ соответствует выходной сигнал, равный 5 В, этот уровень фиксируется на диаграмме регистратора 2, а также на клемме «Внешний потребитель» в УР.

Отклонение стрелки ПИИ от нулевой линии влево (от 5 до 0 В для сигнала) свидетельствует о поглощении скважиной бурового раствора. Отклонение стрелки вправо (от 5 до 10 В) указывает на проявление скважины. Обе ситуации свидетельствуют об аварийной опасности, поэтому бурильщик должен принять меры в соответствии с действующей инструкцией.

В связи с тем, что отображение крутящего момента производится одним ППМ на БН и в состав комплекса СКУБ-М1 могут входить два датчика (один – для контроля крутящего момента на роторе, другой – для контроля крутящего момента на машинном ключе), бурильщику необходимо следить за тем, чтобы переключатель «Режим» был установлен в соответствующем положении. Тогда в режиме «Бурение» на ППМ, на диаграмме регистратора и контакте «Внешний потребитель» в УР будет сигнал крутящего момента на роторе ( $a_p$ ), а в режиме СПО – сигнал крутящего момента на машинном ключе ( $a_k$ ).

Указанные составные части комплекса СКУБ-М1 устанавливаются на технологическом оборудовании буровой. Поэтому в работе с комплексом принимают участие члены буровой бригады, на чьих рабочих местах размещены эти составные части.

Бурильщик находится на буровой площадке, следит за работой БН и ПКУ, за показаниями приборов и сигнальных устройств, размещенных в этих блоках; управляет работой комплекса СКУБ-М1 с помощью ручек управления, размещенных в ПКУ; следит за изменениями технологических параметров и принимает соответствующие решения по управлению.

Буровой мастер находится в помещении, где размещено устройство регистрации (УР). Он следит за работой регистрирующих приборов УР и контролирует технологический процесс. Дежурный электрик следит за исправностью оборудования буровой и составных частей комплекса.

**Наземные** (устанавливаемые на буровое оборудование) **дополнительные модули, применяемые при бурении**, предназначены для контроля за параметрами бурового оборудования (ниже приведены фотографии датчиков):

- датчик глубины,
- датчик давления,
- датчик момента на ключе,
- датчик момента ротора,
- датчик нагрузки,
- датчик оборотов ротора,
- датчик плотности,
- датчик потока,
- датчик температуры бурового раствора на входе и выходе,
- датчик уровня,
- датчик ходов насосов,
- датчик электропроводности бурового раствора,
- индикаторное табло к моменту на ключе,
- пульт бурильщика.

***Датчик глубины (датчик оборотов вала буровой лебедки)***



*Рис. 5.39. Датчик глубины*

Датчик (рис. 5.39) предназначен для определения глубины скважины в процессе бурения. Принцип действия: датчик преобразует угол поворота буровой лебедки в импульсы, прямо пропорциональные перемещениям крюкоблока. Число импульсов за оборот, имп/об – 32. Датчик устанавливается на станине буровой лебедки. Угол поворота буровой лебедки передается к датчику с помощью клиноременной передачи.

***Датчик давления ПЖ на входе***



*Рис. 5.40. Датчик давления ПЖ на входе*

Датчик (рис. 5.40) предназначен для измерения давления промывочной жидкости (ПЖ) на входе. Принцип действия: тензометрический преобразователь давления.

Датчик подключается к нагнетательной линии через средоразделитель штатного манометра на буровой с помощью тройника.

Диапазон измерения, атм ..... 0–250.

#### *Датчик момента на ключе*



*Рис. 5.41. Датчик момента на ключе*

Датчик (рис. 5.41) предназначен для измерения момента на машинном ключе бурового оборудования.

Принцип действия: тензометрический преобразователь усилий.

Датчик размещается между штоком пневмораскрепителя и тросом ключа.

Диапазон измерения, кН·м..... 0–50.

#### *Датчик крутящего момента на роторе*



*Рис. 5.42. Датчик крутящего момента на роторе*

Датчик (рис. 5.42) предназначен для измерения крутящего момента на роторе.

Принцип действия: датчик измеряет реактивный момент редуктора привода роторного стола с помощью тензометрического преобразователя усилий.

Датчик устанавливается как стягивающее звено между основанием и роторным столом.

Диапазон измерения, кН·м..... 0–10  
по заказу.....0–30.

#### *Датчик нагрузки на крюке (1-я модификация)*



*Рис. 5.43. Датчик нагрузки на крюке (1-я модификация)*

Датчик (рис. 5.43) предназначен для измерения нагрузки на крюке.

Принцип действия датчика основан на измерении силы натяжения талевого каната в неподвижном конце с применением тензометрического датчика усилий. Датчик устанавливается на неподвижном конце талевого каната.

Диапазон измерения, т..... 0–100  
по заказу ..... 0–200.

#### *Датчик нагрузки на крюке (2-я модификация)*





Рис. 5.44. Датчик нагрузки на крюке (2-я модификация)

Датчик (5.44) предназначен для измерения нагрузки на крюке.

Принцип действия датчика основан на измерении силы натяжения талевого каната в неподвижном конце с применением тензометрического датчика усилий. Датчик устанавливается на неподвижном конце талевого каната.

Диапазон измерения, т..... 0–100  
по заказу..... 0–200.

#### **Датчик оборотов ротора**



Рис. 5.45. Датчик оборотов ротора

Датчик (рис. 5.45) предназначен для измерения оборотов ротора.

Принцип действия: основным исполнительным узлом датчика оборотов ротора является индуктивный датчик, который срабатывает от приближения металла, выдавая импульсы кратно оборотам вала ротора.

Датчик размещается в непосредственной близости от карданного привода и крепится с помощью крепежного механизма, входящего в состав датчика.

Число импульсов за оборот, имп/об..... 3.

#### **Датчик плотности ПЖ в приемной емкости**



Рис. 5.46. Датчик плотности ПЖ в приемной емкости

Датчик (рис. 5.46) предназначен для измерения плотности ПЖ в приемной емкости. Работа датчика основана на измерении выталкивающей силы, действующей на гирю, погруженную в буровой раствор, с применением тензометрического датчика усилий (линейного перемещения).

Величина перемещения изменяется пропорционально плотности ПЖ.

Диапазон измерения, г/см<sup>3</sup> ..... 0–2.

Датчик крепится к верхней кромке емкости, подвешенная гиря опускается в ПЖ.

#### **Датчик потока (расхода) ПЖ на выходе**



Рис. 5.47. Датчик потока (расхода)  
ПЖ на выходе

Диапазон измерения, л/с ..... 0–50, 0–100..

#### **Датчик температуры ПЖ на входе (в емкости)**



Рис. 5.48. Датчик температуры ПЖ  
на входе (в емкости)

Датчик (рис. 5.48) предназначен для измерения температуры ПЖ на входе (в приемной емкости).

Датчик крепится к корпусу емкости; термометр сопротивления погружается в ПЖ в приемной емкости.

Диапазон измерения, °С ..... 0–10,0.

#### **Датчик температуры ПЖ на выходе из скважины**



Рис. 5.49. Датчик температуры ПЖ  
на выходе из скважины

Датчик (рис. 5.49) предназначен для измерения температуры ПЖ на выходе из скважины.

Датчик крепится в желобе; термометр сопротивления погружается в промывочную жидкость в желобе.

Диапазон измерения, °С ..... 0–10,0.

#### **Датчик уровня ПЖ в приемной емкости**



Рис. 5.50. Датчик уровня ПЖ  
в приемной емкости

Датчик (рис. 5.50) предназначен для измерения уровня ПЖ в приемной емкости.

Принцип действия: при изменении уровня ПЖ штанга с поплавком отклоняется на определенный угол, и в измерительной обмотке преобразователя вырабатывается синусоидальный

сигнал, амплитуда которого пропорциональна углу поворота вала преобразователя.

Датчик крепится к верхней кромке приемной емкости; поплавков опускается в промывочную жидкость в середине емкости.

Диапазон измерения, м..... 0–2

#### *Датчик ходов насоса*



Рис. 5.51. Датчик ходов насоса

Датчик (рис. 5.51) предназначен для измерения ходов бурового насоса.

Принцип действия: основным исполнительным узлом датчика ходов насоса является индуктивный датчик, который срабатывает от приближения металла, выдавая импульсы кратно ходам насоса.

Датчик крепится к корпусу насоса.  
Число импульсов за ход ..... 1.

#### *Датчик электропроводности ПЖ на выходе*



Рис. 5.52. Датчик электропроводности ПЖ на выходе

Датчик (рис. 5.52) предназначен для измерения электропроводности промывочной жидкости (ПЖ).

Принцип действия датчика основан на измерении электропроводности жидкостного витка связи индукционным трансформаторным методом.

Крепится в желобе.

Диапазон измерения, Ом/м ... 0,1–10.

#### *Индикаторное табло к датчику момента на ключе*



Рис. 5.53. Индикаторное табло к датчику момента на ключе

Индикаторное табло (рис. 5.53) предназначено для визуализации измерений параметра, регистрируемых датчиком.

Информация отображается на индикаторном табло в мнемоническом и цифровом виде.

Индикаторное табло размещается в непосредственной близости от бурильщика.

Индикаторное табло может быть совмещено с энергонезависимым регистратором, обеспечивая в этом случае регистрацию параметра в энергонезависимой встроенной памяти с последующим считыванием.

Кол-во элементов мнемоиндикации, шт ..... 40.

#### *Пульт бурильщика*

В комплект СКУБ-1М входит пульт бурильщика.

Пульт бурильщика предназначен для наглядного отображения основных технологических параметров бурения, вывода аварийной сигнализации и сообщений для бурильщика в процессе бурения (см. раздел 5.2.1).

#### **5.2.4. Информационно-измерительная система контроля и управления процессом бурения скважин «ЛЕУЗА-1»**

Область применения ГТИ включает, как правило, исследование поисковых, разведочных и опорно-параметрических скважин. Применение ГТИ на эксплуатационных скважинах экономически не всегда целесообразно, и поэтому очень часто эксплуатационное бурение ведется без соответствующего контроля за технологическим процессом, с использованием морально устаревших, разрозненных контрольно-измерительных средств. В связи с этим возникла необходимость создания единых информационно-измерительных систем контроля и управления процессом бурения скважин, работающих в автономном режиме.

Для этих целей в АО НПФ «Геофизика» была разработана информационно-измерительная система контроля и управления процессом бурения скважин «ЛЕУЗА-1». Эта система позволяет вести непрерывный контроль и регистрацию основных технологических режимных параметров и путем выбора наиболее оптимальных режимов бурения управлять проводкой нефтяных и газовых скважин.

«ЛЕУЗА-1» представляет собой законченный технологический модуль и может эксплуатироваться как составная часть станции ГТИ, в качестве технологической подсистемы, так и в автономном варианте в качестве пульта бурильщика.

В автономном варианте система монтируется, эксплуатируется и обслуживается непосредственно самим буровым персоналом и является мощным информационным инструментом как для бурильщика, так и для бурового мастера, и способствует безаварийной, высокоскоростной и, самое главное, технологически безупречной проводке вертикальных и особенно наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Система состоит из комплекта датчиков технологических параметров, информационного табло, сигнального устройства и рабочего места мастера (рис. 5.54, 5.55).

В базовом варианте комплект датчиков включает в себя:

- 1 – индикатор потока (расхода) промывочной жидкости (ПЖ) на выходе;
- 2 – датчик уровня ПЖ в емкости;
- 3 – датчик плотности ПЖ в емкости;
- 4 – датчик нагрузки на крюке;
- 5 – датчик крутящего момента на роторе;
- 6 – датчик давления ПЖ на входе;
- 7 – датчик ходов насоса;
- 8 – датчик оборотов лебедки (датчик глубины).



*Рис. 5.54. Комплект датчиков и информационное табло*



*Рис. 5.55. Рабочее место мастера, сигнальное устройство и комплект соединительных кабелей*

Базовый комплект датчиков может быть заменен или дополнен другим набором датчиков.



Во всех датчиках используется унифицированное напряжение  $\pm 12$  или  $+5$  В. Датчик ходов насоса и датчик оборотов лебедки имеют импульсный выход, а остальные – аналоговый выход с линейной характеристикой.

Сигналы с датчиков поступают на информационное табло (пульт бурильщика), которое монтируется в непосредственной близости от бурильщика.

*Информационное табло* представляет собой низовую систему сбора и выполняет следующие функции:

- прием сигналов с первичных датчиков;
- визуализация текущей информации на линейных и цифровых индикаторах;
- первичная обработка информации с датчиков (осреднение, фильтрация, отбраковка ошибочных значений параметров);
- анализ выхода за пределы установленных ограничений контролируемых параметров;
- включение звукового и светового сигнала тревоги при выходе контролируемых параметров за пределы установленных ограничений при аварийных и предаварийных ситуациях;
- передача информации по последовательному порту на рабочее место мастера.

На лицевой панели информационного табло выведены восемь линейных индикаторов и один четырехразрядный цифровой индикатор. Значения измеряемых параметров отображаются на лицевой панели в виде светящихся линейных столбиков. Цифровой индикатор предназначен для отображения текущей глубины забоя.

На панели предусмотрена ручная установка пороговых значений контролируемых параметров. Установка порога срабатывания сигнализации по каждому параметру производится бурильщиком путем вращения ручки соответствующего потенциометра до момента загорания контрольного светодиода. При отклонении значения какого-либо параметра на  $\pm 30$  % от нормального значения на лицевой панели загорается один из светодиодов «выше» или «ниже» и включается сигнал тревоги, сообщающий о выходе данного параметра за пределы пороговых значений.

На нижней панели информационного табло установлены тумблеры для включения и выключения питающего напряжения и аварийной сигнализации, а также электрические разъемы для подключения питающего напряжения 220 В измерительных датчиков, сигнального устройства и соединительного кабеля с рабочего места мастера.

Внутри информационного табло размещены:

- *микроконтроллер* в промышленном исполнении; предназначен для первичной обработки информации с датчиков, управления работой цифрового и линейных индикаторов, сигнального устройства и остальных составных частей системы. Через микроконтроллер осуществляется также связь между информационным табло и рабочим местом мастера;
- *модуль УСО*; предназначен для ввода и вывода информации, имеет по 16 аналоговых и цифровых входов и до 8 каналов цифро-аналогового преобразования;
- *модуль управления аварийной сигнализацией*, имеет 8 входных каналов – по одному на каждый контролируемый параметр, а восьмой канал управляется программно с рабочего места бурильщика. При появлении на одном из входных каналов сигнала тревоги модуль управления включает аварийную сигнализацию, причем она работает до тех пор, пока не устранится причина аварии или сигнализация не будет выключена вручную;
- *блок питания*, обеспечивает все узлы системы и измерительные датчики низковольтным стабилизированным напряжением. Блок питания рассчитан на работу при перепадах сетевого напряжения от 85 до 265 В, что обеспечивает бесперебойную работу всей аппаратуры на буровой. Аппаратура на буровой рассчитана на работу при температуре окружающей среды от  $-45$  до  $+50$  °С.

*Рабочее место* бурового мастера размещается в вагоне мастера или инженера-технолога и включает в себя компьютер (рекомендуется Pentium 166 и выше), цветной принтер типа «HP DeskJet 710» или «Epson Stylus 1500» и соответствующее программное обеспечение. Индикаторное табло и рабочее место мастера связаны двухпроводной линией по интерфейсу RS-485.

В базовый вариант программного обеспечения (ПО) информационно-измерительной системы «ЛЕУЗА-1» входят две программы: программа регистрации технологических параметров бурения, работающая в реальном масштабе времени, и программа просмотра и распечатки сохраненных данных. В комплект ПО могут быть включены также программа регистрации и распечатки инклинометрических данных и программа регистрации данных ГТИ, которая является расширенной версией базового ПО регистрации технологических параметров и позволяет дополнительно регистрировать данные газового каротажа и ряд геологических параметров.

*ПО регистрации технологических данных* предназначено для сбора, хранения и обработки информации, поступающей с датчиков, распо-

ложенных на буровой, и позволяет в реальном масштабе времени решить следующие задачи:

- прием и оперативную обработку информации от датчиков технологических параметров бурения, расположенных на буровой;
- визуализацию информации на мониторе в виде диаграмм и в табличном виде;
- формирование базы данных реального времени в масштабах времени, глубины и «исправленной» глубины с дальнейшим сохранением всей информации на жестком диске;
- расчет и рекомендация наиболее оптимальных нагрузок;
- выдачу оперативной информации на печать.

Программа включает несколько экранов, позволяющих одновременно получить исчерпывающую информацию как о состоянии скважины и бурового оборудования, так и о техническом состоянии самой информационно-измерительной системы.

Основной экран программы регистрации изображен на рис. 5.56. Он включает меню, информационную панель, колонки параметров и строку с подсказкой.

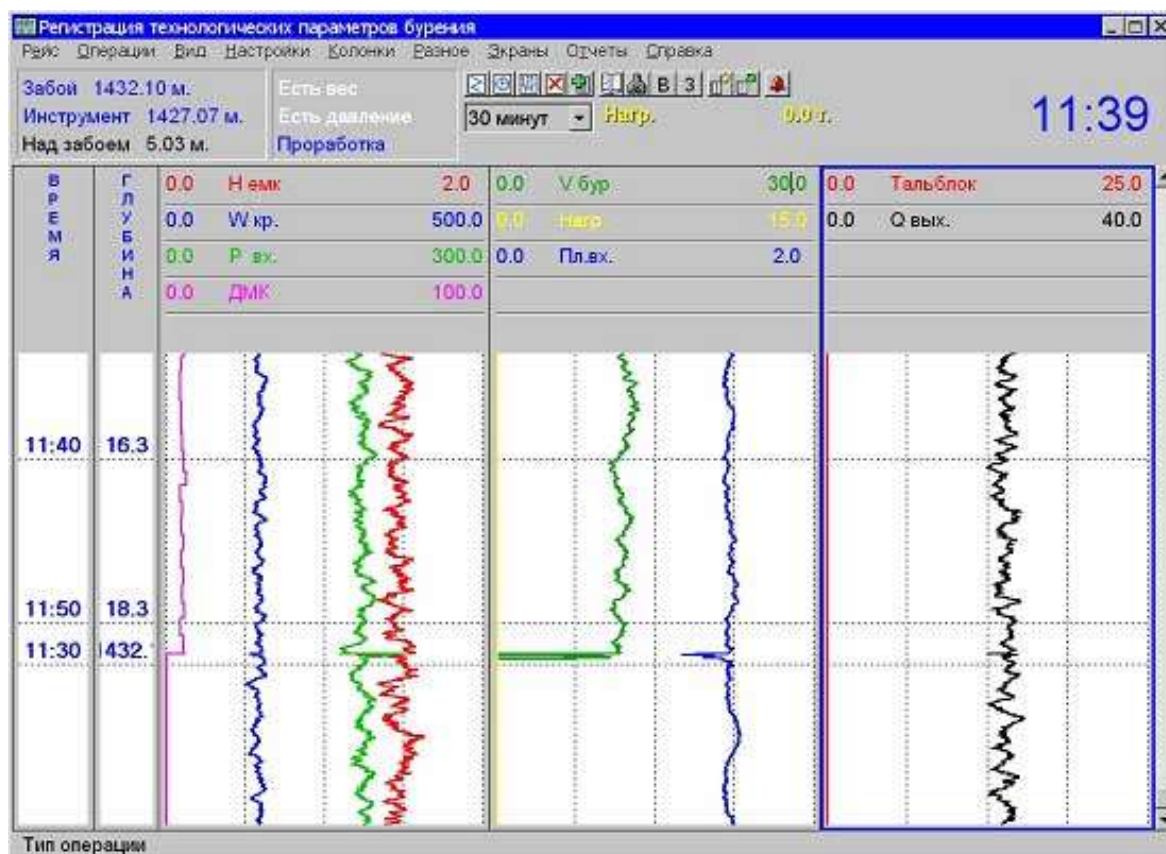


Рис. 5.56. Основной экран программы регистрации



*Меню*, расположенное в верхней части экрана, представляет собой список ключевых слов: «Рейс», «Операции», «Вид», «Настройки», «Колонки», «Разное», «Отчеты», «Справка». После выбора любого из этих пунктов меню появляется список команд (или пунктов), содержащихся в данном меню. С помощью меню оператор управляет программой, ее действиями и настройкой.

*Информационная панель* предназначена для отображения такой наиболее важной технологической информации, как наличие веса на крюке и давления, тип операции, положение инструмента и глубина забоя. На информационной панели расположены индикатор оптимальной нагрузки, поле для установки вместимости экрана (промежуток времени, выбранный оператором для вывода информации на экран), часы и кнопки для управления программой.

*В колонках* в виде графиков и диаграмм отображаются значения контролируемых параметров. С левой стороны, как правило, размещаются две колонки, куда выводятся данные по глубине и по времени. Далее строятся информационные колонки, причем их количество может быть от одной до восьми, они могут быть любой ширины и располагаться в любой последовательности. Данные могут отображаться в масштабе времени и глубины. В верхней части каждой информационной колонки указывается название параметра и диапазоны вывода. Цвет названия совпадает с цветом графика. В колонках помещаются данные, собранные за указанное время. На экран может быть одновременно выведена информация, зарегистрированная за период от 3 мин до 24 ч.

*Строка с подсказкой* располагается в нижней части экрана и на ней в текстовом виде выводится подсказка по тому элементу экрана, над которым расположен курсор мышки.

Кроме основного экрана, имеется несколько дополнительных, в каждом из которых своя форма представления текущей информации (рис. 5.57).

*Дополнительные экраны* могут быть вызваны через меню «Экраны»: «Параметры» – вызывает экран, в котором выводятся текущие цифровые значения параметров. Окно представляет собой таблицу, состоящую из двух столбцов. В левом столбце выводится название параметра, а в правом – его числовое значение и единица измерения.

*«Циркуляция»* – вызывает экран с мнемоническим изображением всех основных узлов бурового оборудования. На экране в динамике (в виде светящихся и движущихся символов) отображается текущая ситуация на буровой на основании реальных показаний датчиков. Экран отражает наличие давления, положение инструмента над забоем, уровень ПЖ в емкостях, работу насоса. Его вторая функция – отображать ре-

результаты диагностики датчиков, т. е. показывать их неисправность. Чтобы перевести экран в режим отображения неисправности датчиков, нужно в меню «Режим» выбрать пункт «Диагностика датчиков». Если датчик исправен, овал с его названием заполнен зеленым цветом, в противном случае название датчика начинает мигать красным цветом.

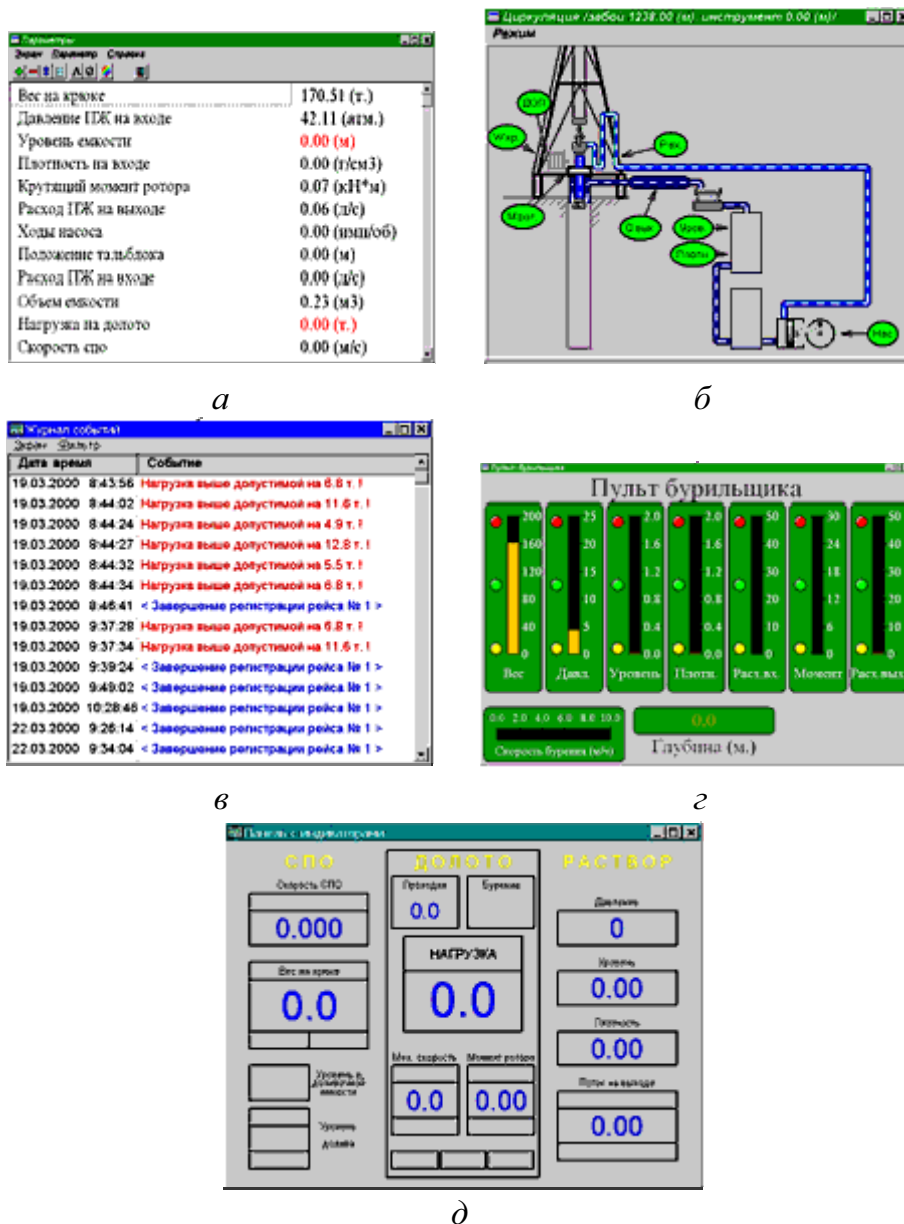


Рис. 5.57. Дополнительные экраны ПО регистрации:

а) параметры; б) циркуляция; в) журнал событий; г) табло бурильщика;  
д) панель с индикаторами

«Журнал событий» – вызывает экран со списком событий (аварий, предупреждений и т. д.). Экран содержит таблицу с двумя столбцами: датой и временем и описанием события. Все события, произошедшие во

время регистрации, записываются в журнал событий, причем для удобства аварийные события пишутся красным цветом, начало и окончание рейсов – синим, все остальные события – черным.

«Табло бурильщика» – показания индикаторов идентичны показаниям индикаторов пульта бурильщика на буровой.

«Отработка долота» – вызывает экран с графиками рейсовой скорости и стоимости метра проходки, по которым оценивается степень износа долота и выдается заключение о необходимости подъема долота.

«Панель с индикаторами» – вызывает экран, в котором изображено табло, где значения параметров отображены в цифровой форме. Для удобства восприятия табло разделено на три зоны. Первая – наиболее информативна при проведении спуско-подъемных операций. Во второй – размещена группа регистрируемых и расчетных параметров, позволяющих оценить эффективность работы долота на забое. В третьей – отображаются значения параметров промывочной жидкости.

Программа позволяет в реальном масштабе времени рассчитать наиболее оптимальные значения нагрузки. После вызова режима «Расчет оптимальной нагрузки» появляется диалоговое окно, изображенное на рис. 5.58.

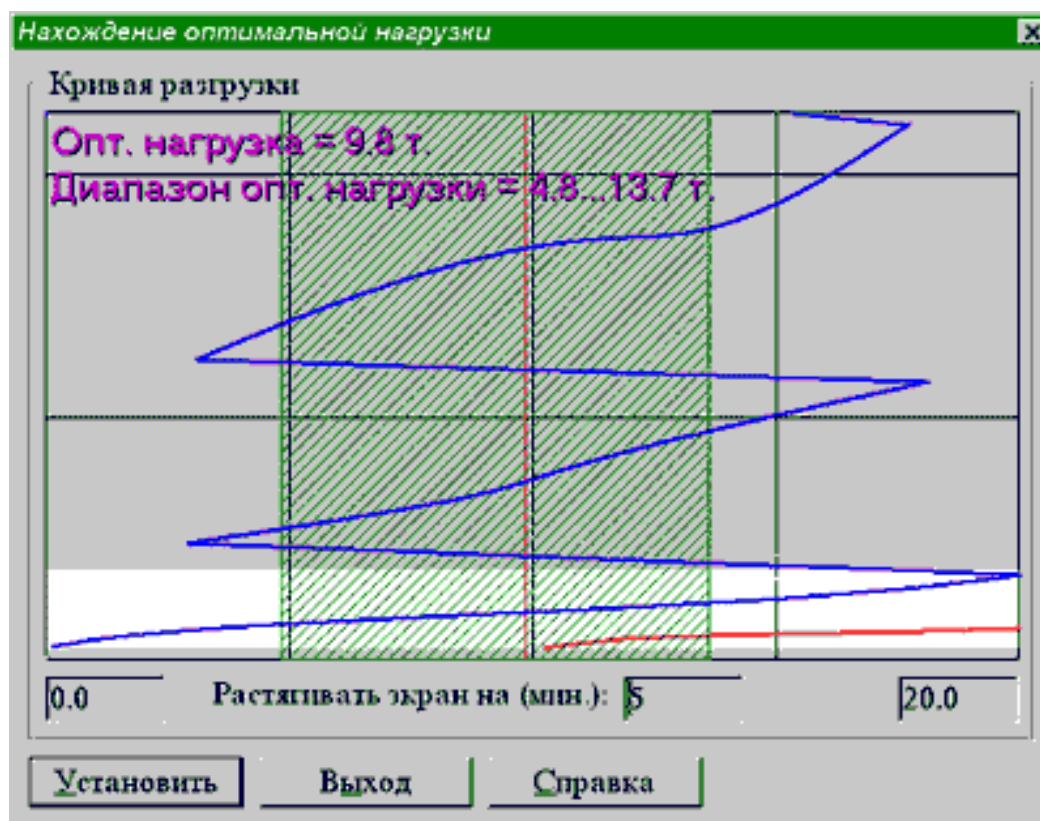


Рис. 5.58. Расчет оптимальной нагрузки

Синим цветом на экране отображено текущее значение нагрузки, ярко-белая зона соответствует области разгрузки колонны. Красная вертикальная линия проходит через точку оптимальной нагрузки на графике, а заштрихованный зеленый прямоугольник – область наиболее оптимальных значений нагрузки.

В программе регистрации предусмотрена возможность составления и распечатки по стандартным формам различных текстовых отчетов. Например:

*«Печать рапорта по рейсу»* – для распечатывания рапорта по предыдущему рейсу.

*«Печать суточного рапорта»* – для распечатывания рапорта за предыдущие сутки.

*Программа для просмотра сохраненных данных* предназначена для последующего просмотра, анализа и интерпретации зарегистрированных данных, записанных предварительно на жесткий диск. Удобная система поиска файлов позволяет быстро найти любую нужную информацию по конкретной скважине за любой интервал времени и глубины.

#### **5.2.5. Станция контроля процесса бурения «ЛЕУЗА-2»**

Станция «ЛЕУЗА-2» предназначена для непрерывного контроля и регистрации основных технологических параметров процесса бурения с целью оперативного управления бурением и оптимальной, безаварийной проводки скважины.

*Область применения станции:* бурение скважин на нефть и газ; контроль процесса бурения; геолого-технологические исследования скважин; удаленный мониторинг скважин.

Станция «ЛЕУЗА-2» может использоваться автономно и в составе станции ГТИ «ГЕОТЕСТ-5» – в качестве технологического модуля.

Оснащение буровых станциями «ЛЕУЗА-2» позволяет осуществлять удаленный мониторинг скважин.

Оснастив буровые станциями «ЛЕУЗА-2» и используя систему удаленного мониторинга скважин «RT-LEUZA», можно наблюдать ход бурения скважин в реальном времени и вносить коррективы, находясь в офисе.

*Станция включает:*

- 1 – комплект датчиков технологических параметров бурения (по выбору заказчика);
- 2 – пульт (табло) бурильщика (с сигнальным устройством);
- 3 – рабочее место оператора (инженера-технолога или бурового мастера) с персональным компьютером и принтером;
- 4 – программное обеспечение (ПО);
- 5 – технические средства и ПО передачи данных с буровой.

В серийном варианте станции «ЛЕУЗА-2» регистрируются следующие первичные параметры:

- вес колонны на крюке;
- крутящий момент на роторе;
- давление промывочной жидкости (ПЖ) на входе нагнетательной линии;
- плотность ПЖ в приемной емкости;
- уровень ПЖ в приемной емкости;
- индикатор потока ПЖ на выходе;
- расход ПЖ на входе;
- датчик глубины.

При необходимости станция «ЛЕУЗА-2» может комплектоваться дополнительным набором датчиков, такими как электропроводность ПЖ на входе и на выходе; механическая скорость бурения; температура ПЖ на входе и на выходе; момент на ключе; суммарное газосодержание и др., всего – до 32 параметров.

Датчики устанавливаются и функционируют в условиях открытой буровой, пульт бурильщика – на удалении 3–5 м от бурильщика, рабочее место оператора (бурового мастера) – в любом отапливаемом помещении.

Информация с первичных датчиков поступает на табло бурильщика и визуализируется на цифровых и линейных индикаторах в наглядном для бурильщика виде. В последующем вся информация после оцифровки и первичной обработки поступает на компьютер на рабочем месте мастера.

Программное обеспечение (ПО) состоит из двух частей: ПО регистрации технологических данных и ПО просмотра и обработки сохраненных данных.

*ПО регистрации технологических данных* предназначено для сбора, хранения и обработки информации, поступающей с датчиков, расположенных на буровой, и позволяет в реальном масштабе времени решить следующие задачи:

- прием и оперативную обработку информации от датчиков технологических параметров бурения, расположенных на буровой;
- расчет вторичных параметров;
- визуализацию информации на мониторе в виде диаграмм и в табличном виде;
- формирование базы данных реального времени в масштабах времени, глубины и «исправленной» глубины с дальнейшим сохранением всей информации на жестком диске;
- расчет и рекомендация наиболее оптимальных нагрузок;
- выдачу оперативной информации на печать.

*ПО просмотра и обработки сохраненных данных* предназначено для последующего просмотра, анализа и интерпретации зарегистрированных данных, записанных предварительно в базу данных реального времени. Удобная система поиска файлов позволяет быстро найти любую нужную информацию по конкретной скважине за любой интервал времени и глубины. По регистрируемым материалам в автоматическом режиме составляются суточные рапорты, а также рапорты по конкретному интервалу, по долблению, по всей скважине. Рассчитываются и выдаются технико-экономические показатели бурения.

Вся получаемая информация передается через систему спутниковой связи непосредственно с буровой в технологические отделы управления буровых работ производственного объединения и центр обработки информации, что позволяет специалистам технологической службы оперативно принимать решения по управлению процессом проводки скважины при возникновении предаварийных и нештатных ситуаций.

*Станция осуществляет:*

- непрерывное измерение и автоматизированный сбор информации с датчиков технологических параметров бурения;
- регистрацию и отображение параметров бурения на пульте бурильщика и компьютере;
- распознавание в автоматическом режиме аварийных ситуаций и вывод аварийной сигнализации и сообщений для бурильщика;
- полное документирование процесса бурения в масштабе времени и глубины с выдачей отчетов (суточный отчет, баланс времени и др.);
- накопление первичной информации в базе данных реального времени;
- решение технологических задач: контроль долива, контроль зон АВПД;
- передачу данных с буровой в офис.

*Основные технические характеристики станции «ЛЕУЗА-2»*

Количество контролируемых параметров .....	от 8
Уровень выходных сигналов с датчиков, В.....	0–5; 0–10
Напряжение питания, В:	
аппаратуры на буровой .....	110–265
рабочего места мастера .....	220 ± 30
Мощность, потребляемая от сети питания, Вт .....	150
Температура окружающей среды, °С .....	–45...+50
Масса пульта бурильщика (без соединительных кабелей), кг .....	16
Суммарная масса датчиков, кг .....	50
Габаритные размеры пульта бурильщика, мм .....	600 × 400 × 120

На фотографиях (рис. 5.59–5.66) показаны датчики технологических параметров бурения (базовый вариант из 8 датчиков). В комплект станции входит пульт бурильщика (рис. 5.67) и рабочее место оператора (рис. 5.68) – компьютер (ноутбук); принтер; программы: Регистрация, DrillRep, GeoData и др.



*Рис. 5.59. Датчик уровня ПЖ в приемной емкости*



*Рис. 5.60. Датчик крутящего момента на роторе*



*Рис. 5.61. Датчик оборотов вала буровой лебедки (датчик глубины)*



*Рис. 5.62. Датчик нагрузки на крюке*



*Рис. 5.63. Датчик плотности ПЖ в приемной емкости*



*Рис. 5.64. Датчик давления ПЖ на входе*



*Рис. 5.65. Индикатор потока ПЖ на выходе*



*Рис. 5.66. Датчик ходов насоса*





*Рис. 5.67. Пульт бурильщика:*  
 количество контролируемых параметров: от 8; уровень входных сигналов, В: 0–5; 0–10;  
 габариты, мм: 600 × 400 × 120;  
 температура окружающей среды, °С: –45...+50



*Рис. 5.68. Рабочее место оператора:*

- компьютер (ноутбук);
- принтер;
- программы:  
*Регистрация,*  
*DrillRep,*  
*GeoData и др.*

*Технические средства* беспроводной передачи данных с пульта бурильщика на компьютер: устройство беспроводной передачи/приема данных (комплекс: радиомодем–антенна–кабель) – 2 шт; дальность действия – 1,5 км в прямой видимости.

*Технические средства и ПО* передачи данных с буровой:

- модем (радиомодем, GSM-модем);
- программное обеспечение приема/передачи данных.

Выносной пульт бурильщика осуществляет сбор и визуализацию информации с датчиков.

Компьютер на рабочем месте мастера (оператора) в автоматическом режиме принимает и обрабатывает информацию с пульта бурильщика и позволяет оперативно решать задачи по контролю и управлению процессом бурения.

Регистрируемая информация накапливается в базе данных реального времени.

Система регистрации распознает в автоматическом режиме аварийные ситуации и сигнализирует о них, включая сигнальное устройство.

Каналы связи для передачи информации с буровой (по выбору заказчика):

- существующие телефонные линии с использованием обычного модема;
- радиоканал (расстояние 10–20 км) с использованием радиомодема;
- сотовая связь с использованием GSM-модема;
- спутниковая связь.



### 5.2.6. Станция геолого-технологических исследований и контроля процесса бурения скважины «ГЕОТЕСТ-5»

Станция представляет собой комплекс аппаратно-программных средств, предназначена для автоматизированного сбора геолого-геохимической и технологической информации в процессе бурения; контроля параметров бурения; литологического расчленения разреза; выделения коллекторов и оценки характера насыщения; документирования процесса бурения; передачи данных с буровой; станция обеспечивает безаварийный и оптимальный режим проводки скважин и высокую геологическую эффективность поисково-разведочного и наклонно-направленного бурения.

В станции «ГЕОТЕСТ-5» объединены в единый комплекс технологический модуль, с расширенным набором датчиков, входящий в состав станции «ЛЕУЗА-2», а также геологический модуль и блок газового каротажа, входящие в состав станции «ГЕОГАЗ-1». Работа на буровой станции ГТИ «ГЕОТЕСТ-5» позволяет осуществлять удаленный мониторинг скважины. Функциональная схема станции «ГЕОТЕСТ-5» приведена на рис. 5.69.

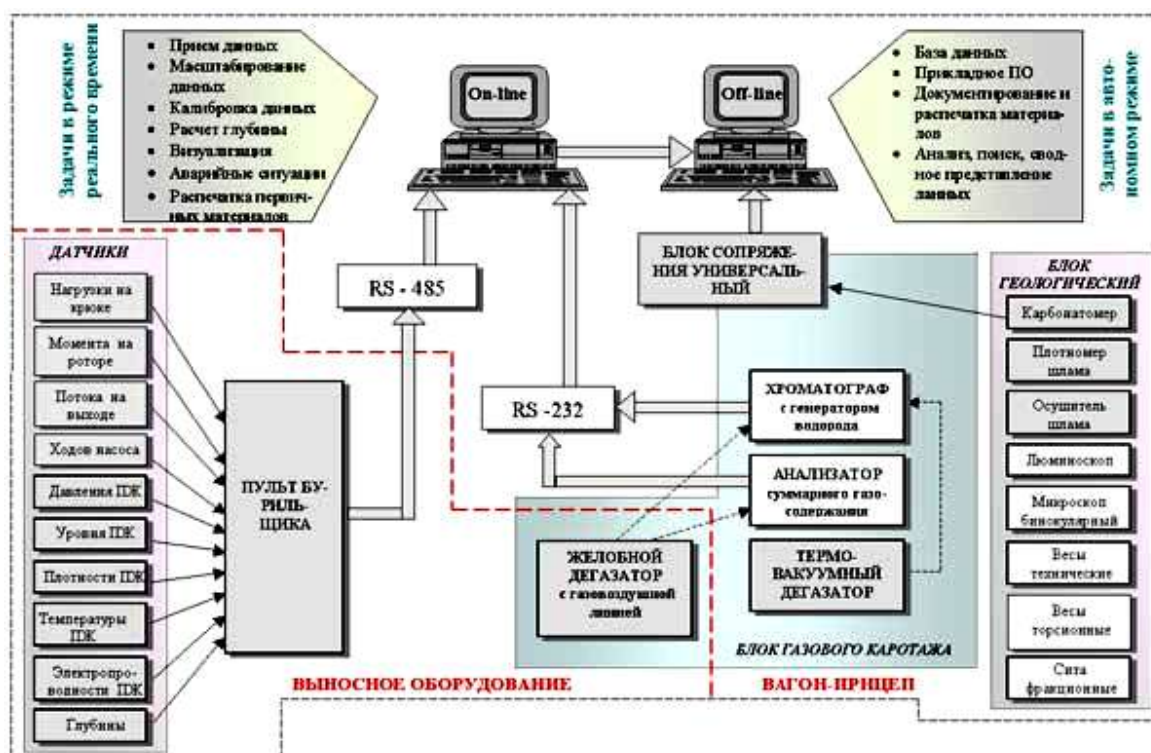


Рис. 5.69. Функциональная схема станции ГТИ «ГЕОТЕСТ-5»

Станция размещается в специализированном благоустроенном вагоне-прицепе или в контейнере на шасси КАМАЗа, разделенном на три отсека: аппаратный, геологический и бытовой (рис. 5.70).



*Вагон-прицеп*



*Геологический блок*



*Блок газового анализа*



*Аппаратурный отсек*

*Рис. 5.70. Узлы и блоки станции «ГЕОТЕСТ-5»*

В аппаратном отсеке размещены два компьютера, один из которых предназначен для регистрации данных с буровой и работает в реальном масштабе времени, а второй компьютер служит для обработки и интерпретации данных ГТИ в автономном режиме. В этом же отсеке находятся блок газового каротажа.

В геологическом отсеке, совмещенном с прихожей, установлен вытяжной шкаф и стол, где размещены геологические приборы для исследования шлама и керна.

Бытовой отсек оборудован полным комплектом бытового оборудования и средствами жизнеобеспечения, которые гарантируют комфортное проживание и работу двух операторов.

#### *Краткая характеристика станции «ГЕОТЕСТ-5»*

Количество контролируемых параметров .....	не менее 19
Напряжение питания станции, В/Гц .....	220/50
Потребляемая мощность, кВт .....	не более 12
Температура в станции, °С .....	$20 \pm 5$
Температура окружающей среды, °С .....	от $-45$ до $+50$
Масса станции, т .....	не более 8

*Рабочее место оператора:* 2 компьютера, объединенных в локальную сеть; принтер; связь с компьютером бурового мастера; технические средства и программное обеспечение (ПО) передачи данных с буровой.

*Технологический модуль:* обеспечивает сбор, регистрацию, визуализацию и контроль параметров процесса бурения; включает выносное оборудование, монтируемое на буровой.

*Датчики технологических параметров бурения:*

- нагрузка на крюке,
- крутящий момент на роторе,
- момент на ключе,
- поток на выходе (расход на выходе),
- ходы насоса (расход на входе),

- давление ПЖ на входе,
- уровень ПЖ в приемной емкости,
- плотность ПЖ,
- обороты ротора,
- температура ПЖ на входе/выходе,
- электропроводность ПЖ на выходе,
- обороты вала буровой лебедки (датчик глубины).

Станция включает пульт бурильщика и программу «Регистрация».

Отличительные особенности станции ГТИ «ГЕОТЕСТ-5»: широкий спектр датчиков технологических параметров; модульное построение станции, позволяющее выбрать оптимальный комплекс.

#### **5.2.6.1. Краткое описание датчиков**

*Назначение:* измерение технологических параметров бурения и параметров промывочной жидкости; автоматизированный сбор и регистрация технологической информации в процессе бурения; контроль параметров бурения; предотвращение аварий и осложнений.

*Область применения:* контроль процесса бурения скважин на нефть и газ; геолого-технологические исследования; используются в «ЛЕУЗА-2» и станции ГТИ «ГЕОТЕСТ-5», в других регистрирующих станциях отечественного производства, а также автономно.

Датчики устанавливаются на буровом оборудовании и функционируют в непрерывном режиме, контролируя все основные параметры бурения. Они укомплектованы необходимыми крепежными приспособлениями и легко монтируются на оборудовании отечественного и зарубежного производства.

##### ***Датчик оборотов вала буровой лебедки (датчик глубины)***

Датчик выдает импульсы пропорционально оборотам вала лебедки и сигнал, показывающий направление вращения вала. Датчик устанавливается на станине буровой лебедки. Угол поворота буровой лебедки передается к датчику с помощью клиноременной передачи.

##### ***Основные технические характеристики***

Число импульсов за оборот, имп/об .....	32
Направление вращения .....	0/1 ТТЛ
Напряжение питания, В .....	+5
Масса, кг .....	2,9
Габариты, мм .....	165 × 170 × 140

### *Датчик плотности ПЖ на входе (в емкости)*

Принцип действия – преобразование выталкивающей силы погруженной в ПЖ гири. Датчик крепится с помощью крепежного приспособления к верхней кромке емкости, подвешенная гиря опускается в ПЖ.

#### *Основные технические характеристики*

Диапазон измерения, г/см <sup>3</sup> .....	0–2
Предел допускаемой основной абсолютной погрешности .....	$\pm(0,01 + 0,01X)$
Уровень выходного сигнала, В .....	0–5
Напряжение питания, В .....	$\pm 12$
Масса, кг .....	12,2
Габариты, мм	
без поплавка и стоек .....	$200 \times 110 \times 105$
со стойками и поплавком .....	$200 \times 110 \times 1880$

### *Датчик давления ПЖ на входе*

Датчик представляет собой тензометрический преобразователь давления. Датчик подключается к нагнетательной линии через средоразделитель штатного манометра на буровой с помощью тройника.

#### *Основные технические характеристики*

Диапазон измерения, атм. ....	0–250
Предел допускаемой основной абсолютной погрешности .....	$\pm(0,01 + 0,015X)$
Уровень выходного сигнала, В .....	0–5
Напряжение питания, В .....	+12
Масса, кг .....	12,2
Габариты, мм .....	$140 \times 110 \times 190$

### *Датчик нагрузки на крюке*

С помощью тензометрического датчика усилий измеряется натяжение каната на мертвом конце (по аналогии с ГИВ). Крепление – на неподвижном конце талевого каната.

#### *Основные технические характеристики*

Диапазон измерения, т .....	0–100
по заказу .....	0–200
Предел допускаемой основной абсолютной погрешности .....	$\pm(0,4 + 0,04X)$
Уровень выходного сигнала, В .....	0–5
Напряжение питания, В .....	+12
Масса, кг .....	7
Габариты, мм .....	$300 \times 200 \times 115$

### **Индикатор потока (расхода) ПЖ на выходе**

Поток ПЖ измеряется по углу отклонения измерительной лопатки. Датчик крепится на стенке желоба с помощью крепежного приспособления.

#### **Основные технические характеристики**

Диапазон измерения, л/с .....	0–50; 0–100
Уровень выходного сигнала, В .....	0–5
Напряжение питания, В .....	±12
Масса, кг .....	2,5 + 1,8 = 4,3
Габариты (без крепежного приспособления и лопатки), мм .....	180 × 160 × 165

### **Датчик уровня ПЖ в приемной емкости поплавковый**

Уровень в емкости измеряется по углу отклонения штока с поплавком. Датчик крепится с помощью крепежного приспособления к верхней кромке приемной емкости; поплавок опускается в промывочную жидкость в середине емкости.

#### **Основные технические характеристики**

Диапазон измерения, м .....	0–2
Предел допускаемой основной абсолютной погрешности .....	±(0,02 + 0,01X)
Уровень выходного сигнала, В .....	0–5
Напряжение питания, В .....	±12
Масса, кг .....	9,5
Габариты (с поплавком и штангами), мм .....	275 × 225 × 2200

### **Датчик уровня ПЖ в приемной емкости герконовый**

Датчик представляет собой герметичную штангу, по которой движется поплавок с магнитом. Принцип работы датчика основан на выдаче сигнала стандартного уровня при изменении поплавка в емкости относительно штанги. Для крепления датчика к емкости предусмотрен хомут и уголок.

#### **Основные технические характеристики**

Диапазон измерения, м .....	0–2,5
по заказу .....	0–5
Предел допускаемой основной абсолютной погрешности ..	±(0,02 + 0,01X)
Уровень выходного сигнала, В .....	0–5
Напряжение питания, В .....	±12
Масса, кг .....	5
Габариты, мм .....	2675 × 190 × 190

### *Датчик момента на ключе*

Датчик представляет собой тензометрический преобразователь усилий. Он размещается на тросе машинного ключа и измеряет натяжение этого троса.

#### *Основные технические характеристики*

Диапазон измерения, кН·м .....	0–50
Предел допускаемой основной абсолютной погрешности..	$\pm(0,03 + 0,015X)$
Уровень выходного сигнала, В .....	0–5
Напряжение питания, В .....	$\pm 12$
Масса, кг.....	3,5
Габариты, мм .....	$280 \times 160 \times 80$

### *Датчик температуры ПЖ на входе/выходе*

Датчик крепится с помощью крепежного приспособления.

Датчик температуры ПЖ на входе крепится к корпусу емкости, термометр сопротивления погружается в промывочную жидкость в приемной емкости.

Датчик температуры ПЖ на выходе крепится в желобной системе, термометр сопротивления погружается в промывочную жидкость в желобе.

#### *Основные технические характеристики*

Диапазон измерения, °С.....	0–100
Предел допускаемой основной абсолютной погрешности ....	$\pm(0,5 + 0,01X)$
Уровень выходного сигнала, В .....	0–5
Напряжение питания, В .....	+12
Масса, кг.....	3,0
Габариты, мм .....	$410 \times 270 \times 110$

### *Датчик ходов насоса (расхода на входе)*

Основным исполнительным узлом датчика ходов насоса является индуктивный датчик, который срабатывает от приближения металла, выдавая импульсы кратно ходам насоса. Датчик крепится к корпусу насоса с помощью крепежного механизма.

#### *Основные технические характеристики*

Число импульсов за 1 ход, имп/ход.....	1
Уровень выходного сигнала, В .....	ТТЛ уровень (+5)
Напряжение питания, В .....	$\pm 12$
Масса, кг.....	1,8
Габариты, мм .....	$370 \times 400 \times 70$

### *Датчик оборотов ротора*

Основным исполнительным узлом датчика является индуктивный датчик, который выдает импульсы кратно оборотам вала ротора. Датчик крепится с помощью крепежного механизма в непосредственной близости от карданного привода.

#### *Основные технические характеристики*

Число импульсов за оборот, имп/об .....	1
Уровень выходного сигнала, В .....	ТТЛ уровень (+5)
Напряжение питания, В .....	+12
Масса (с крепежным приспособлением), кг .....	1,8
Габариты, мм .....	370 × 400 × 70

### *Датчик крутящего момента на роторе*

Датчик измеряет реактивный момент роторного стола относительно станины с помощью тензометрического преобразователя усилий. Датчик устанавливается как стягивающее звено между основанием и роторным столом.

#### *Основные технические характеристики*

Диапазон измерения, кН·м .....	0–10
по заказу .....	0–30
Уровень выходного сигнала, В .....	0–5
Напряжение питания, В .....	+12
Масса, кг .....	3,5
Габариты, мм .....	280 × 160 × 80

### *Датчик крутящего момента на роторе токовый*

Токовый датчик момента на роторе состоит из двух частей: токоизмерительного преобразователя и электронного блока, соединенных между собой кабелем. Крутящий момент на роторе определяется косвенным способом по величине потребляемой мощности электропривода роторного стола. Установка датчика производится таким образом, чтобы силовой провод проходил через отверстие токоизмерительного датчика.

#### *Основные технические характеристики*

Диапазон измерения, А .....	0–1000
Уровень выходного сигнала, В .....	0–5
Напряжение питания, В/Гц .....	220/50
Масса, кг	
токоизмерительный датчик .....	1
электронный блок .....	4
Габариты, мм	
токоизмерительный датчик .....	190 × 110 × 80
электронный блок .....	210 × 180 × 135

### ***Датчик электропроводности ПЖ на выходе***

Датчик электропроводности бесконтактный, индуктивного типа. Датчик крепится в желоб с помощью крепежного приспособления.

#### ***Основные технические характеристики***

Диапазон измерения, см/м.....	0,1–10
Предел допускаемой основной абсолютной погрешности.....	$\pm[0,05 + 0,02(50/X - 1)]$
Уровень выходного сигнала, В .....	0–5
Напряжение питания, В .....	$\pm 12$
Масса, кг.....	3,0
Габариты, мм .....	$150 \times 110 \times 520$

### ***Расходомер ультразвуковой «ARTWIK»***

Принцип действия расходомера основан на доплеровском эффекте. Расходомер состоит из контроллера и накладного датчика, соединенных кабелем. Датчик крепится к трубе с использованием прилагаемого набора для акустического сопряжения датчика и трубы. Корпус контроллера должен находиться в пределах 6 м от датчика.

#### ***Основные технические характеристики***

Диапазон измерения, м/с .....	0,08–12,2
Диаметр трубы, мм.....	25–4500
Предел погрешности, %.....	$\pm 2$
Напряжение питания, В/Гц.....	220/50
Потребляемая мощность, Вт .....	6,5
Длина кабеля, м .....	6

### ***Расходомер электромагнитный РГР-100***

Принцип действия расходомера основан на явлении электромагнитной индукции. Расходомер состоит из соединенных между собой в единый блок двух преобразователей – первичного и передающего. Исполнение – взрывозащищенное. Монтаж первичного преобразователя осуществляется в напорную линию.

#### ***Основные технические характеристики***

Диапазон измерения, л/с .....	0–100
Диаметр проходного сечения, мм.....	100
Предел основной приведенной погрешности, %.....	1,5
Уровень выходного сигнала, В .....	0–10
Напряжение питания, В .....	$(220 + 22-33)$
Потребляемая мощность, Вт .....	120
Масса, кг.....	70
Габариты, мм .....	$600 \times 350 \times 450$



### ***Плотномер ПЖ радиоактивный***

Предназначен для бесконтактного непрерывного измерения в стационарных условиях и регистрации значений плотности бурового раствора в трубопроводе. Принцип действия: регистрация изменений потока ионизирующего излучения в зависимости от плотности среды. Плотномер работает с излучателем типа натрий 22. Состав: блок детектирования, микропроцессорный блок обработки информации, устройство крепления.

#### ***Основные технические характеристики***

Диапазон измерения, кг/м <sup>3</sup> .....	600–2200
Внешний диаметр трубопровода, м.....	0,1–0,3
Основная абсолютная погрешность измерения, кг/м <sup>3</sup> .....	не более 15
Номинальное время усреднения, с .....	250
Уровень выходного сигнала, мА.....	0–5,0; 4,0–20
Рабочий диапазон температур, град.:	
для блока детектирования .....	от –40 до +60
для блока обработки информации .....	от –10 до +50
Напряжение питания/частота, В/Гц.....	220/50
Потребляемая мощность, В·А .....	не менее 10

#### ***5.2.6.2. Технология проведения ГТИ в горизонтальных скважинах***

Технология проведения ГТИ в горизонтальных скважинах имеет свои особенности в связи с изменением комплекса решаемых задач.

Основными задачами в процессе проводки горизонтальных скважин являются:

1. Выделение в разрезе бурящейся скважины пластов-реперов и определение момента вскрытия кровли коллектора.
2. Оперативная корректировка траектории ствола скважины при проходке горизонтального участка.
3. Предупреждение и раннее диагностирование аварий и осложнений в процессе бурения.

Выделение опорных пластов и реперов в процессе бурения вертикального участка ствола скважины необходимо для правильной ориентировки в разрезе с целью принятия своевременного решения о начале искривления ствола скважины. Для решения данной задачи в процессе бурения вертикального участка периодически (через 1–2 м) отбираются пробы шлама, проводится анализ шлама и керна с использованием методов обязательного комплекса (исследование шлама и керна под микроскопом, определение минерального состава пород, люминесцентно-битуминологический анализ, определение плотности и пористости пород).

По результатам анализа шлама и керна строится фактический литологический разрез бурящейся скважины, по данным механического каротажа уточняются границы смены пластов различного литологического состава, проводится сравнение фактического разреза с прогнозным по геолого-техническому наряду (ГТН), и при их несоответствии принимаются оперативные решения по корректировке технологии проводки скважины и искривления ствола скважины. Выполнение данного этапа исследований необходимо, так как очень часто прогнозируемые глубины залегания пластов, указанные в ГТН на скважину, не совпадают с фактическими, и несвоевременное принятие решения о начале искривления может привести к невозможности проводки горизонтального участка скважины по пласту-коллектору.

Приоритетной задачей при исследовании скважины на горизонтальном участке является оперативная корректировка траектории ствола скважины. Для решения данной задачи проводится следующий комплекс исследований: отбор и детальный анализ проб шлама и образцов керна, изучение газонасыщенности промывочной жидкости и шлама, раздельный анализ состава извлеченного газа, механический и виброакустический каротаж, расходометрия, измерение плотности, температуры и удельного электрического сопротивления промывочной жидкости. Отклонение траектории ствола скважины от проектной и вход в покрывку коллектора или в его подошву обязательно приводит к изменению механической скорости бурения, смене литологического состава пород и уменьшению газонасыщенности промывочной жидкости, а переход водонефтяного контакта (ВНК) – к изменению состава углеводородных и неуглеводородных газов в промывочной жидкости и пробах бурового шлама.

Пример проводки горизонтальной скважины на Татышлинской площади (Республика Башкортостан) с использованием станции ГТИ показан на рис. 5.71. Во время геолого-технологических исследований проводились: газовый каротаж с использованием высокочувствительного газового хроматографа, механический каротаж, расходометрия, измерения плотности, температуры и удельного электрического сопротивления промывочной жидкости, измерения давления промывочной жидкости на входе в скважину и веса бурильной колонны на крюке, отбор (через 1 м) и исследование проб шлама и образцов керна, периодические измерения вязкости и водоотдачи промывочной жидкости.

Для анализа шлама и керна использовался стандартный комплект приборов и оборудования, входящий в состав станции «Геотест-5», а для выделения реперов в монотонной карбонатной толще визейского яруса и изучения особенностей горных пород пласта-коллектора на горизонталь-

ном участке проводились исследования шлама и керна на спектрометре электронного парамагнитного резонанса (ЭПР-спектрометрия).

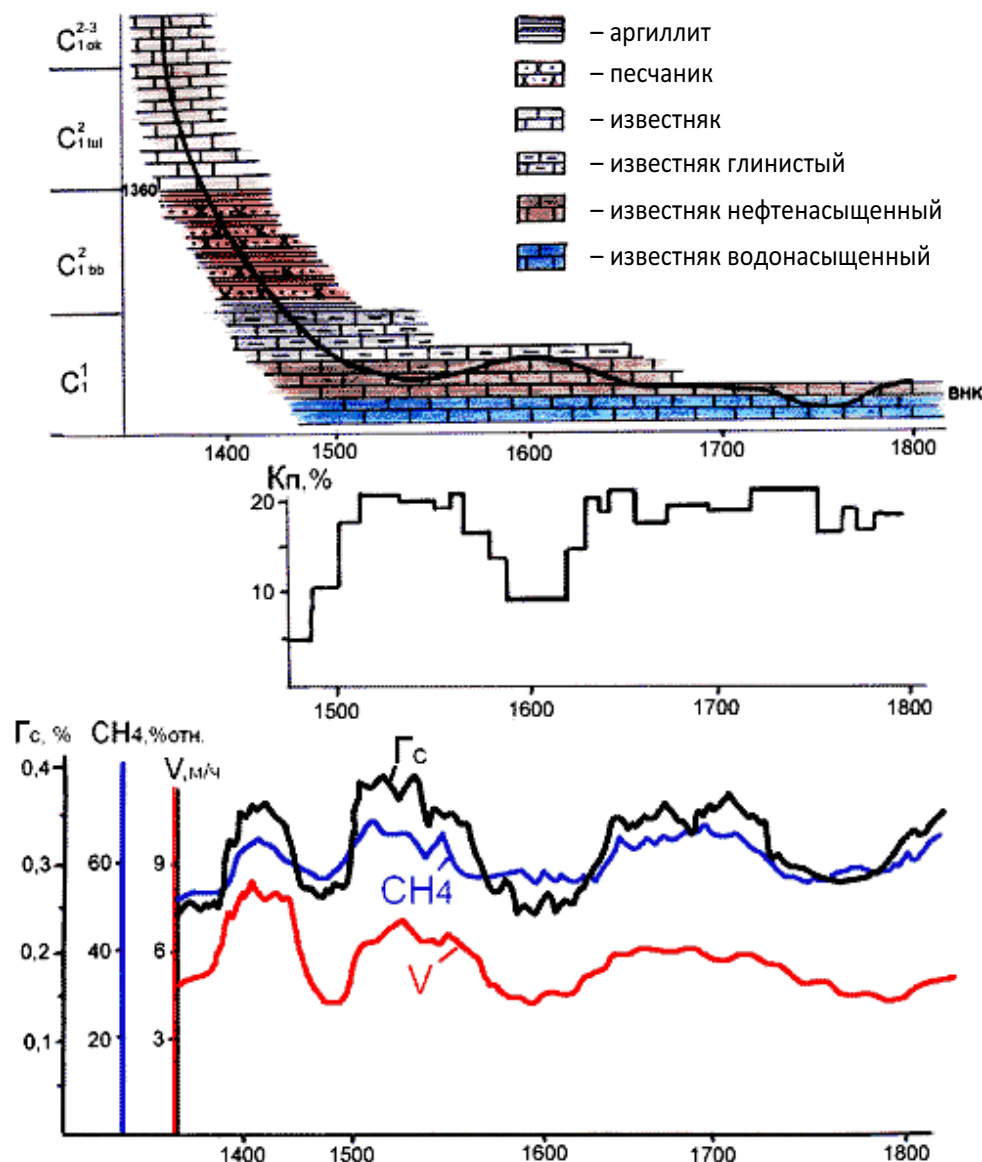


Рис. 5. 71. Проведение геолого-технологических исследований в процессе бурения горизонтальной скважины на Татышлинской площади (Республика Башкортостан)

Определение момента вскрытия кровли терригенной толщи бобриковского горизонта четко фиксировалось резким увеличением механической скорости бурения ( $V$ ), возрастанием суммарного содержания углеводородных газов в промывочной жидкости ( $\Gamma_c$ ) и сменой литологического состава пород. При этом обнаружилось несоответствие прогнозных (по ГТН) и фактических отметок. Фактическая отметка кровли бобриковского горизонта оказалась на 30 м, а отметка кровли тульского горизонта на 25 м выше прогнозных.

С учетом данного обстоятельства была проведена корректировка траектории с целью выбора оптимального угла наклона при вскрытии пласта-коллектора. Вскрытие покрышки продуктивного пласта, представленного глинистыми известняками, характеризовалось уменьшением  $V$  и  $\Gamma_c$ , появлением в пробах шлама глинистого известняка, т. е. сменной литотипа пород. Определение момента вскрытия продуктивного пласта проводилось по результатам газового каротажа, механического каротажа, расходомерии и данным анализа бурового шлама.

При вскрытии кровли продуктивного интервала на отметке 1500 м наиболее характерными признаками были: увеличение механической скорости проходки  $V$  и общего газосодержания  $\Gamma_c$  промывочной жидкости, уменьшение плотности пород по шламу и увеличение пористости пород ( $K_D$ ) с 5 % до 18–20 %, уменьшение глинистости известняков, возрастание интенсивности люминесценции бурового шлама и содержания битумоидов в образцах пород.

При достижении забоя 1580 м резко уменьшились  $V$  и  $\Gamma_c$ , изменился состав углеводородных газов, пористость пород уменьшилась до 10 %, что свидетельствовало об отклонении траектории скважины и вскрытии пород покрышки пласта. Была выдана рекомендация на изменение траектории, и до отметки 1720 м проводка горизонтального участка проходила без осложнений по заданной траектории.

При забое 1720–1725 м уменьшилась  $V$ , несколько снизились газопоказания и изменился состав газа. Резко снизилась интенсивность люминесценции пород, незначительно уменьшились плотность и удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости на выходе из скважины. Отмеченные признаки характерны при вскрытии водоносного горизонта, т. е. очевидно был момент перехода водонефтяного контакта, о чем была информирована буровая бригада.

В процессе проведения ГТИ на скважине неоднократно выдавались предупреждения о выходе значения параметров режима бурения и промывки за заданные регламентом значения, о поглощениях промывочной жидкости и др.

Таким образом, в настоящее время имеется достаточно широкий набор технических средств ГТИ с методическим и программным обеспечением для проведения широкого спектра работ и исследований наклонных и горизонтальных скважин в процессе бурения. Опыт применения аппаратно-программных средств ГТИ в России и, в частности, в Республике Башкортостан, при проводке горизонтальных скважин, показывает высокую эффективность геолого-технологических исследований как для решения геологических задач, особенно при комплексировании их с геофизическими и гидродинамическими исследова-

ниями, так и для качественной безаварийной проводки скважины с минимальными материальными и финансовыми затратами.

### **5.2.7. Аппаратно-программный комплекс сбора, обработки и анализа данных о процессе строительства скважин «ГЕОТЕК»**

В состав комплекса входят микропроцессорные устройства, работой которых управляет установленное на них прикладное программное обеспечение.

Устройства объединены в сеть, управление которой осуществляет программное обеспечение базового компьютера. Обмен информацией между устройствами производится с использованием промышленного стандарта двунаправленной последовательной передачи данных по симметричной двухпроводной линии связи EIA RS-485.

Питание микропроцессорных устройств осуществляется от единого источника питания, смонтированного в устройстве согласования сигналов ICS I 0004. Устройства подключаются последовательно с использованием специального кабеля с низким значением погонной емкости, в котором для обмена данными используется экранированная витая пара, а для питания – силовая пара.

Прикладное программное обеспечение и все настройки устройств записаны в их внутренней энергонезависимой памяти. Работой сети управляет программное обеспечение, установленное на базовый компьютер.

Все оборудование комплекса легко монтируется на буровой одним человеком за 6–8 ч.

Аппаратно-программный комплекс «ГЕОТЕК» обеспечивает получение, обработку, анализ, хранение и передачу удаленным пользователям в банки данных всего объема технологической, геологической, геохимической, инклинометрической и технико-экономической информации о процессе строительства.

#### **5.2.7.1. Возможности комплекса «ГЕОТЕК»**

1. Осуществляет получение информации о технологических параметрах бурения, ее обработку и вычисление расчетных параметров.

2. Анализирует состояние входящих в состав комплекса устройств и выдает оператору речевые сообщения об отклонениях от нормы в их работе.

3. Выдает оператору речевые сообщения об изменении режимов процесса бурения и выходе параметров за допустимые пределы.

4. Производит экспресс-анализ суммарного содержания углеводородных газов в выходящем из скважины буровом растворе, хромато-

графический анализ его компонентного состава с автоматической привязкой данных к глубине.

5. Осуществляет хроматографический анализ компонентного состава проб газовых смесей, получаемых при глубокой дегазации раствора, шлама, керна.

6. Обеспечивает исследования шлама и керна и ввод полученных данных геологических исследований в базу данных.

7. Получает в процессе бурения информацию о направлении движения забоя скважины и положении отклонителя, вычисляет расчетные параметры инклинометрии, строит профиль ствола скважины и определяет положения забоя относительно проектной точки входа в продуктивный пласт.

8. Записывает в базу данных на жестком диске весь комплект информации, обеспечивает ее хранение, обработку, отображение в реальном масштабе времени на дисплее компьютера и вывод в цифровой и графической формах на печать в функции времени и глубины.

9. Формирует на основе информации датчиков суточных и рейсовых отчетов о процессе строительства скважины, составляет баланс времени строительства скважины и объединенную сводку показателей и средних технологических параметров бурения.

10. Обеспечивает передачу любой выборки информации с использованием модема, радиомодема или других устройств межкомпьютерной связи.

11. Обеспечивает формирование банка данных, для более компактного хранения данных комплекса.

12. Является основой для создания единой информационной системы производства работ по строительству скважин.

#### ***5.2.7.2. Датчики технологических параметров бурения***

Датчики комплекса – интеллектуальные. Имя датчика, его заводской номер, прикладное программное обеспечение, результаты настройки и калибровки записаны в их внутренней энергонезависимой памяти.

Выходным сигналом датчика является цифровое значение текущей физической величины измеряемого параметра. При подключении к комплексу они автоматически опознаются системой и не требуют настройки.

Рабочая температура датчиков от –50 до +60 °С.

Выходной сигнал – цифровой сигнал стандарта EIA RS-485.

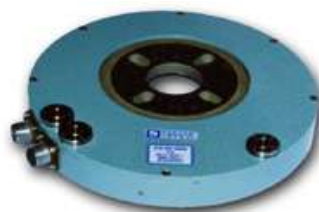
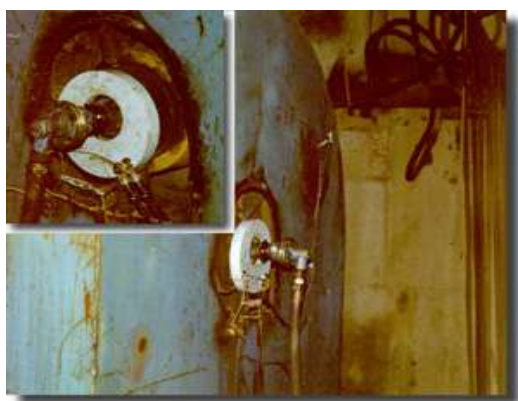
В состав датчиков комплекса входят:

- датчик оборотов лебедки;
- датчик давления;
- датчик натяжения неподвижной ветви талевого каната;
- (датчик веса);
- датчик плотности бурового раствора;
- датчик ходов поршней буровых насосов и оборотов ротора;
- датчик уровня бурового раствора;
- датчик удельной проводимости и температуры бурового раствора;
- анализатор суммарного содержания углеводородных газов в буровом растворе (газоанализатор);
- датчик потока бурового раствора;
- датчик момента на роторе с механическим приводом;
- датчик момента на роторе с электрическим приводом;
- датчик момента на ключе с механическим приводом (измеритель натяжения троса привода).

#### *Датчик оборотов лебедки*

Измеряет положение крюка над столом ротора по перемещению талевого блока (рис. 5.72). Его показания используются для получения информации о скорости движения колонны бурильных и обсадных труб, положении нижнего конца колонны бурильных или обсадных труб над забоем, глубине скважины.

Разрешающая способность датчика – 40 импульсов на оборот лебедки. Потребляемый ток – не более 40 мА.



*Рис. 5.72. Датчик оборотов лебедки*

Датчик монтируется на вале лебедки со стороны входа пневматической линии привода тормозной системы лебедки и измеряет угловые перемещения барабана лебедки. Кроме того, датчик может использоваться для измерения скорости вращения и общего числа оборотов дру-

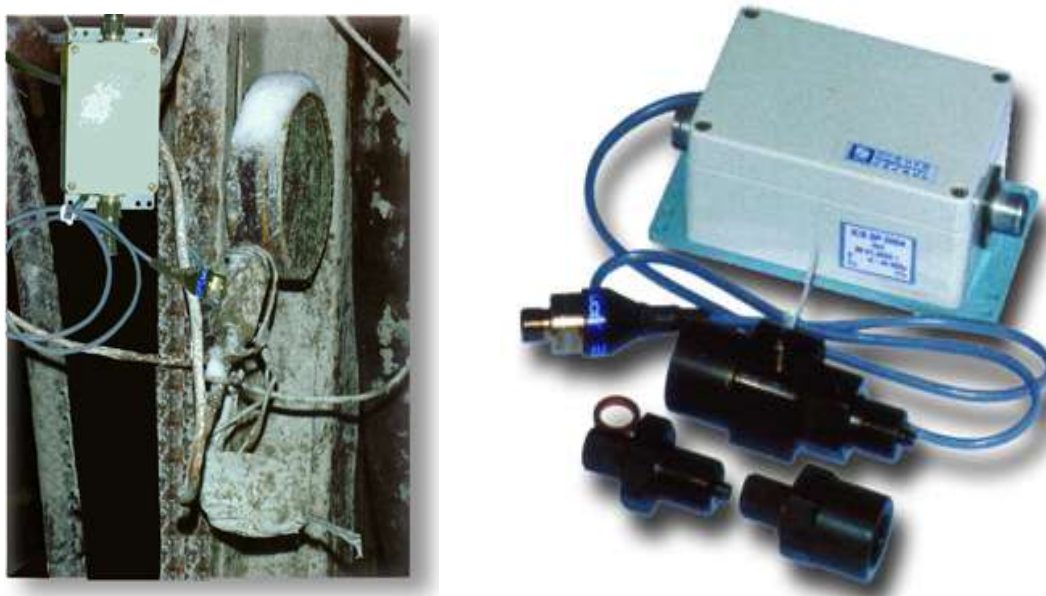
гих вращающихся приводов механизмов буровой установки. Для этого, а также в случае, когда перемещения выходного вала лебедки со стороны входа пневматической линии привода тормозной системы не связаны с перемещением талевого блока, в комплект поставки датчика включен шкив ременного привода.

В качестве первичного преобразователя углового перемещения в импульсный сигнал используется диск с магнитными вставками и переключатели на датчиках Холла.

#### *Датчик давления*

Для измерения давления в нагнетательной линии (манифольде) буровых насосов и давления в затрубном пространстве используется датчик ICS SP 0004-40 МПа с пределом измерения 40 МПа, который монтируется в гидравлическую линию измерения давления (рис. 5.73).

Для измерения момента свинчивания обсадных труб используется датчик ICS SP 0004-10 МПа с пределом измерения 10 МПа, который монтируется в гидравлическую линию показывающего прибора машинного подвешного ключа.



*Рис. 5.73 . Датчик давления*

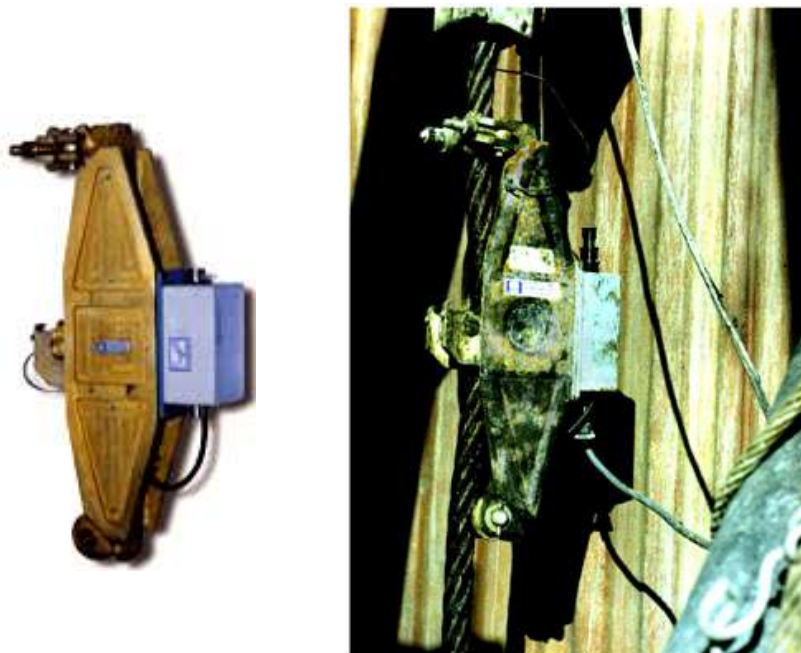
Потребляемый ток не более 40 мА. Точность измерения 1 %.

Датчик давления предназначен для измерения давления в элементах оборудования буровой установки, что позволяет получить информацию о таких технологических параметрах, как давление в нагнетательной линии (манифольде) буровых насосов, давление в затрубном пространстве при закрытом превенторе, момент свинчивания обсадных труб.



#### *Датчик натяжения неподвижной ветви талевого каната (датчик веса)*

Устанавливается датчик на неподвижной ветви талевого каната (рис. 5.74), измеряет его натяжение. Измерение натяжения неподвижной ветви талевого каната позволяет определять следующие технологические параметры бурения: «Вес на крюке» и «Нагрузка на долото».



*Рис. 5.74. Датчик натяжения неподвижной ветви талевого каната (датчик веса)*

Спуск бурового оборудования в скважину, поддержание его на весу и подъем осуществляется с использованием бурового полиспаста – талевой системы.

Оригинальная конструкция датчика позволяет исключить основной недостаток измерителей натяжения, устанавливаемых на канат, – затиранье и перекос привода центрального ролика, создающего прогиб каната.

Диапазон измерения усилия натяжения 0–30 Т.

Точность измерения 1 %. Потребляемый ток не более 40 мА.

#### *Датчики плотности бурового раствора*

Датчик предназначен для измерения плотности бурового раствора в элементах циркуляционной системы буровой (рис. 5.75).

Измерение плотности производится дифманометрическим способом путем измерения двумя погружными датчиками давления разницы гидростатического давления раствора на постоянной базе измерения. В датчике применены оригинальные прецизионные мембранные преобразователи давления, имеющие погрешность 0,03 % и чувствительность 1 мм водяного столба.



*Рис. 5.75. Датчики плотности бурового раствора*

Наименьшая глубина погружения, мм .....	500
Диапазон измерения, кг/л .....	0,8–2,5
Абсолютная погрешность измерения, кг/л .....	0,02
Потребляемый ток питания, мА.....	не более 40

*Датчики ходов поршней буровых насосов и оборотов ротора*

Датчик числа ходов поршней буровых насосов является индуктивным детектором наличия металла (рис. 5.76).



*Рис. 5.76. Датчики ходов поршней буровых насосов и оборотов ротора*

Максимальное расстояние срабатывания при приближении стальной пластины размером  $30 \times 30 \times 1$  мм – 10 мм.

#### *Датчики уровня бурового раствора*

Ультразвуковой датчик (рис. 5.77) предназначен для измерения уровней бурового раствора в приемных и доливочной емкостях буровой установки, по которым вычисляются соответствующие объемы. Наличие информации об объеме бурового раствора в циркуляционной системе буровой установки позволяет контролировать поглощения бурового раствора и флюидопроявления на ранней стадии их развития. Принцип действия датчика основан на локации уровня звуковыми импульсами. Эффективная микропроцессорная обработка акустического сигнала обеспечивает надежную работу датчика на буровой в условиях всего диапазона температур и влажности среды над зеркалом раствора.

Диапазон измерения, м ..... 0,2–3

Абсолютная погрешность измерения, м ..... 0,002

Потребляемый ток, мА ..... не более 40



*Рис. 5.77. Датчики уровня бурового раствора*

#### *Датчик потока бурового раствора*

Датчик (рис. 5.78) предназначен для измерения потока бурового раствора в элементах циркулярной системы буровой установки.

Измерение степени потока производится путем определения угловых перемещений привода «лопатки», отклоняемой потоком бурового

раствора. Первичным преобразователем датчика является датчик угловых перемещений, выполненный на преобразователях Холла.

Диапазон измерения степени потока, %..... 0–100

Точность измерения, % ..... 1

Потребляемый ток, мА..... не более 40



*Рис. 5.78. Датчик потока бурового раствора*

*Датчик момента на роторе с электрическим приводом  
(измеритель тока в электроприводе)*

Датчик (рис. 5.79) предназначен для непрерывного измерения крутящего момента стола с электрическим приводом. Измерение момента на роторе осуществляется путем измерения тока в электрической цепи питания привода. Для измерения тока используется бесконтактный первичный преобразователь, в котором используется эффект Холла.



*Рис. 5.79. Датчик момента на роторе с электрическим приводом*

Диапазон измеряемого усилия крутящего момента стола ротора от 0 до 60 кН·м. Точность измерения 3 %. Потребляемый ток не более 40 мА.

### **5.2.8. Система «СГТ-микро»**

На производственной базе ЗАО Московское СКБ «Ореол» осуществляется серийный выпуск систем «СГТ-микро».

Пользователи систем «СГТ-микро»: предприятия, осуществляющие бурение нефтяных и газовых скважин, для оснащения буровых установок средствами контроля технологических параметров бурения.

Система настраивается под конкретные требования любого типа буровой установки каждого предприятия-заказчика.

С 2000 г. начался выпуск модифицированной системы с модульным построением (до 22 каналов дополнительно без изменения конструкции), видеоконтрольным устройством и модемом (радиомодемом) для передачи данных в сети. Система работает под управлением ОС Windows.

#### **5.2.8.1. Технические характеристики системы «СГТ-микро»**

Система «СГТ-микро», являясь неотъемлемой частью буровой установки, эксплуатируется исключительно штатным персоналом буровой бригады и сотрудниками КИП, главного механика, энергетика, что позволяет пользователю буровых установок значительно сократить затраты при бурении в сравнении с используемыми станциями геолого-технологических исследований, которые требуют трехсменного обслуживания.

Построение и конструктивное исполнение системы предусматривает ее функциональное наращивание за счет включения дополнительных каналов контроля. Всего дополнительно может быть подключено (сверх базового комплекта) еще 22 канала.

Это могут быть инклинометрические приборы, различные геологические приборы анализа керна и шлама, любые технологические датчики, имеющие цифровой, аналоговый выход по напряжению или току.

Обмен информацией между устройствами обеспечивается как аналоговыми линиями связи, так и цифровыми (RS485).

Программное обеспечение состоит:

- из нижнего уровня, осуществляющего автоматический сбор всего объема поступающей с работающей буровой установки информации, обработку с расчетом производных параметров, калибровки, линеаризации, настройки каждого датчика, запоминания параметров в энергонезависимой памяти; все функции выполняет микроконтроллер;
- верхнего уровня, осуществляющего представление текущей информации в наглядной форме на средствах отображения и регистрации у бурильщика и бурового мастера, запись информации в базу данных; все функции этого уровня возложены на ЭВМ.



Используемая в системе стандартная база данных «Access» позволяет подключаться к системе многим пользователям и одновременно оперативно решать задачи по строительству скважин или прогнозированию внештатных ситуаций, обеспечить взаимосвязь по решению геологических, технологических и экологических задач.

Пакеты программ, работающие с базой данных, обеспечивают просмотр информации, вывод на печать в любом виде, в том числе и рапортов за рейс, смену и т. д.

Система функционально обеспечивает:

- автоматический сбор, обработку с расчетом производных параметров, представление текущей информации в наглядной форме на средствах отображения и регистрации бурильщика и бурового мастера;
- документирование результатов бурения в цифроаналоговом и графическом виде, включая рапорт за смену;
- контроль выхода технологических параметров за установленные пользователем пределы со световой и звуковой сигнализацией этих событий;
- аварийную сигнализацию при выходе параметров «Вес на крюке», «Давление на входе», «Положение тальблока» за предельные значения с выдачей сигналов блокировок на соответствующее буровое оборудование;
- речевое предупреждение мастера об изменении ситуации при бурении;
- сохранение введенных установок и констант в случае отключения первичного питающего напряжения;
- автономное функционирование пульта бурильщика при отключении ЭВМ;
- высокую эксплуатационную надежность и долговечность при минимальных затратах на техническое обслуживание и метрологическое обеспечение;
- передачу информации в локальные сети и Internet;
- установку устройств внешнего наблюдения с выводом изображения на экран монитора или компьютера, в последнем случае передачу изображения в локальные и глобальные сети;
- расширение системы; дополнительно можно подключить до 22 датчиков, например, инклинометры, хроматографы, инфракрасные анализаторы и т. д.;
- работоспособность составных частей системы, расположенных вне помещения бурового мастера при климатических условиях от  $-40$  до  $+50$  °C.

### 5.2.8.2. Датчики системы «СГТ-микро»

#### Датчик веса (натяжения каната)



Рис. 5.80. Датчик веса

Используются тензорезисторы фирмы Hottinger, закрепленные на балочке. Датчики устанавливаются на неподвижной части талевого канала (рис. 5.80).

Диапазоны измерения, кН ..... 0–150; 0–250;  
0–350; 0–400; 0–500

Выходной сигнал, мВ ..... 0–18

Точность измерения, % ..... 1

Разрешающая способность, кг ..... 100

Габаритные размеры, мм ..... 250 × 100 × 50

Масса, кг ..... 7

#### Датчик плотности и уровня



Рис. 5.81. Датчик плотности и уровня

Измеряется разность гидростатического давления на фиксированной базе. В качестве чувствительного элемента используется дифференциальный датчик давления фирмы «Моторола» и «Sensym» с мембранами из кремния (рис. 5.81).

Диапазон измерения плотности, г/см<sup>3</sup> ..... 0,8–2,6

Точность измерения, % ..... 1

Чувствительность по уровню, см ..... 0,1

Габаритные размеры, см ..... 300 × (1500÷2500) × 250

Диапазон измерения уровня, м ..... 0,4–5

Чувствительность по плотности, г/см<sup>3</sup> ..... 0,01

Выходной сигнал по обоим каналам, В ..... 0–4

Масса, кг ..... 6

#### Датчик оборотов вала лебедки



Рис. 5.82. Датчик оборотов вала лебедки

Используется оптронный чувствительный элемент фирмы Honeywell, который выдает две импульсные последовательности, соответствующие оборотам и направлению вращения вала лебедки. Датчик (рис. 5.82) комплектуется приспособлениями для установки и связи его с валом лебедки.

Число импульсов на оборот ..... 8, 16, 32

Габаритные размеры, мм ..... 200 × 150 × 150

Выходной сигнал: ..... ТТЛ «открытый коллектор»

Масса, кг ..... 4

### Датчик потока



Рис. 5.83. Датчик потока

Поток измеряется по углу отклонения измерительной лопатки прецизионным и износостойким резистором фирмы «Vishay».

Угол отклонения лопатки, град ..... 10–60  
Число оборотов ..... не менее 10 000 000  
Выходной сигнал, В ..... 0–5  
Габаритные размеры, мм ..... 320 × 240 × 360  
Масса, кг ..... 4

### Датчик крутящегося момента на роторе

Датчик имеет две модификации.



Рис. 5.84. Датчик момента на роторе (первая модификация)

Первая модификация (рис. 5.84) используется в буровых установках с цепным приводом ротора. Датчик устанавливается под цепь и регистрирует усилие натяжения цепи. В качестве чувствительного элемента используется тензометрический датчик силы фирмы Hottinger, работающий на сжатие.

Диапазон измерения, кН·м ..... 0–60  
Выходной сигнал, мВ ..... 0–10  
Габаритные размеры, мм ..... 200 × 200 × 150  
Масса, кг ..... 5



Рис. 5.85. Датчик момента на роторе (вторая модификация)

Вторая модификация (рис. 5.85) используется в буровых установках с качающимися редукторами. Датчик устанавливается на место фиксирующего элемента – серьги (растяжения) или упора (сжатия). В качестве чувствительного элемента используется тензометрический датчик силы с тензорезисторами фирмы Hottinger.

Диапазон измерения, Н·м ..... 0–60  
Выходной сигнал, мВ ..... 0–10  
Погрешность, % ..... 1  
Габаритные размеры, мм ..... 300 × 100 × 50  
Масса, кг ..... 7

### Датчик крутящегося момента турбобура

С помощью тензометрического датчика силы измеряется реактивный момент турбины, передаваемой бурильной колонной на роторный стол. Устанавливается в запорное устройство роторного стола.

Диапазон измерения, кН·м ..... 0–10  
Выходной сигнал, мВ ..... 0–18  
Погрешность, % ..... 1  
Габаритные размеры, мм ..... 100 × 80 × 80  
Масса, кг ..... 0,6



### Датчик момента на ключе



Рис. 5.86. Датчик момента на ключе

Первая модификация (рис. 5.86) представляет собой тензометрический преобразователь усилий растяжения каната на ключе.

Диапазон измерения, кН·м .....	0–10
Выходной сигнал, mV .....	0–18
Погрешность, % .....	0,2
Габаритные размеры, мм .....	200 × 50 × 50
Вес, кгс .....	7

Вторая модификация. Принцип – измерение давления в приводном гидроцилиндре, для чего используется тензометрический датчик давления, устанавливаемый в магистраль или на вход приводного цилиндра ключа.

Диапазон измерения, кН·м .....	0–10
Выходной сигнал, mV .....	0–18
Погрешность, % .....	1
Габаритные размеры, мм .....	D45 × 120
Масса, кг .....	0,4

### Датчик оборотов ротора



Рис. 5.87. Датчик оборотов ротора

Представляет собой датчик приближения, который выдает импульсы при прохождении возле него металлического флажка. Время между двумя импульсами соответствует скорости вращения ротора. Датчик размещается в непосредственной близости от карданного вала, на котором установлен флажок.

Число импульсов на оборот .....	1
Выходной сигнал .....	ТТЛ «открытый коллектор»
Габаритные размеры, мм .....	150 × 200 × 60
Масса, кг .....	1

### Датчик числа ходов насоса



Рис. 5.88. Датчик числа ходов насоса

Чувствительным элементом датчика (рис. 5.88) является индуктивный датчик приближений, который выдает импульсы при прохождении вблизи него металлического флажка, установленного на шкиве вала насоса. Сам датчик крепится на защитном кожухе насоса. При пересчете на объем цилиндра с учетом коэффициента заполнения, определяется расход на входе.

Число импульсов на оборот .....	1
Выходной сигнал .....	ТТЛ «открытый коллектор»
Габаритные размеры, мм .....	100 × 70 × 30
Масса, кг .....	0,3

### *Датчик давления бурового раствора на входе*



*Рис. 5.89. Датчик давления бурового раствора на входе*

Используется датчик с внутренней средоразделительной мембраной, и его установка производится непосредственно в манифольд через ввариваемый переходник. В качестве чувствительного элемента используется тензометрический преобразователь.

Диапазоны измерения, тН.....0–250; 0–400; 0–600  
Выходной сигнал, мВ.....0–18  
Точность измерения, % .....1,5  
Габаритные размеры: D, мм .....22  
длина (с кабелем), м.....0,4  
Масса, кг.....0,2

### *Датчик уровня бурового раствора в емкостях*

Датчик измерения уровня поплавковый, поставляется в двух модификациях.



*Рис. 5.90. Датчик уровня бурового раствора в емкостях (первая модификация)*

*Первая модификация* (рис. 5.90) – рычажная, измеряет угол отклонения соединительной штанги поплавка в зависимости от уровня бурового раствора. Чувствительный элемент – потенциометрический сенсор с исключительно высокой надежностью – 10 000 000 оборотов.

Диапазоны измерения, м ..... 0–2; 0–4  
Выходной сигнал, В.....0–4  
Точность измерения, %.....1,5  
Габаритные размеры, мм  
корпус..... 200 × 200 × 150  
поплавок.....D150 × 250  
длина штанги .....2000; 4000  
Масса, кг ..... 8



*Рис. 5.91. Датчик уровня бурового раствора в емкостях (вторая модификация)*

*Вторая модификация* (рис. 5.91) – с поплавком вертикального перемещения и внутренним ультразвуковым контролем уровня.

Диапазон измерения, м.....0–2...0–4  
Выходной сигнал токовый, mA .....4–20  
Погрешность, % .....0,5  
Габаритные размеры, мм  
корпус..... 145 × 215 × 130  
поплавок .....D140  
длина измерителя-направляющей, м .....2...4  
Масса, кг .....9

### *Датчик температуры бурового раствора на входе и выходе*



*Рис. 5.92. Датчик температуры бурового раствора на входе и выходе*

В качестве чувствительного элемента используется полупроводниковый кристалл фирмы Analog Devices, помещенный в защитный корпус из нержавеющей стали (рис. 5.92). Устанавливается в емкости и желобе с помощью прилагаемых приспособлений.

Диапазон измерения, °C.....	0–100
Выходной сигнал, В .....	0–4
Погрешность, % .....	1
Габаритные размеры, мм .....	D10 × 40...2000 (в зависимости от заказа)
Масса, кг .....	0,3

### *Датчик температуры воздуха*

Монтируется в распределительной коробке, устанавливаемой в подроторном пространстве.

В качестве чувствительного элемента используется полупроводниковый кристалл фирмы Analog Devices.

### *Датчики суммарного газосодержания на выходе и во взрывоопасной зоне*



*Рис. 5.93. Датчик суммарного газосодержания*

Чувствительным элементом датчиков (рис. 5.93) является термохимический элемент. Сопротивление полумоста датчика изменяется при наличии углеводородов. Устанавливается над желобом с помощью приспособлений или во взрывоопасной зоне.

Диапазон измерения НКПР, %.....	0–50
Выходной сигнал с преобразователя МИПО1, В.....	0–1
Погрешность, % .....	5
Габаритные размеры, мм .....	70 × 70 × 200 (по гермоводу)
Масса, кг .....	0,3

### *Датчик расхода на входе*

По принципу работы электромагнитный измеритель расхода (рис. 5.94) – единственный приемлемый способ измерения на цементных и буровых растворах с высокой точностью. Измерение ЭДС производится цифровым методом, поэтому при очень малых расходах и импульсном режиме работы насосов, особенно при цементировании скважин, удастся получить заданную точность.



Рис. 5.94. Датчик расхода на входе

Диапазон измерения, л/с .....	0–100
Погрешность, % .....	1
Давление, МПа .....	0–40
Выходной сигнал, В .....	0–10
Габаритные размеры, мм .....	500 × 400 × 400
Масса, кг .....	30

### 5.2.8.3. Дополнительные устройства

#### Блок отображения плотности и уровня в емкостях, газосодержания на выходе и во взрывоопасной зоне



Рис. 5.95. Блок отображения плотности и уровня в емкостях, газосодержания на выходе и во взрывоопасной зоне

Является дополнительным блоком (рис. 5.95), комплектуемым под конкретный заказ, и отображает с помощью светодиодных индикаторов в цифровой форме, и световых сигналов: плотность, уровень, газосодержание, а также достижение уровня загазованности 20 и 50 % НКПР и выдачи звуковых и блокировочных сигналов.

Габаритные размеры, мм.. 600 × 400 × 300  
Масса, кг.....10

#### Табло (пульт) бурильщика



Рис. 5.96. Табло (пульт) бурильщика



Обеспечивает эффективность и производительность бурения. Особенность пульта бурильщика – широкий диапазон измерения и контроля, способность адаптироваться под различные типы буровых установок. На пульте бурильщика отображаются такие параметры, как:

- нагрузка на долото и вес на крюке;
- подача инструмента;
- обороты и момент ротора;
- давление нагнетания;
- расход бурового раствора на входе и выходе;
- изменение суммарного объема БР;
- плотность и уровень бурового раствора в емкости;
- положение талевого блока;
- текущее время.

Система индикации построена на цифровых и аналоговых индикаторах. Простота использования, эргономичное исполнение пульта бурильщика повышает производительность бурильщика и его внимание.

#### *Рабочее место бурового мастера и технолога*



*Рис. 5.97. Рабочее место бурового мастера и технолога*

Рабочее место (рис. 5.97) обеспечивает мониторинг процесса бурения, показывает необходимые параметры в реальном времени, обеспечивая раннее предупреждение о появлении таких аномалий, как изменение нагрузки, промывки, поглощения, изменение давления и т. д. Компьютер надежно и точно показывает параметры бурения в реальном времени, обеспечивая возможность буровику диагностировать обстановку и выбирать между безопасностью, стоимостью и опасностью выброса.

На компьютере отображается вся необходимая информация:

- глубина;
- объем бурового раствора;
- изменение объема в большую/меньшую сторону;
- газосодержание;
- давление нагнетания;
- момент на роторе;
- скорость вращения ротора;
- нагрузка на крюке;
- нагрузка на долото;
- уровни и плотности БР в емкостях;
- скорость проходки и т. д.

Дисплейное отображение может быть в графическом и цифровом виде. Буровой мастер устанавливает верхний и нижний пределы для сигнализации отклонений. Дисплей показывает текущие и прежние значения и тренды изменений.

Способность системы «СГТ-микро» по отображению текущих значений всех технологических параметров бурения, требующих обязательного контроля метрологических характеристик, и возможность ее эксплуатации в такой комплектации штатным составом буровой бригады является ее особым достоинством.

В то же время система является открытой для наращивания числа контролируемых параметров и решения задач, возникающих в реальных условиях бурения. В этом случае речь может идти о специальной комплектации системы «СГТ-микро», эксплуатация которой может потребовать постоянного присутствия специалистов.

#### **5.2.9. Автоматизированная система управления процессом бурения ЗОЯ 1.1**

Система ЗОЯ 1.1 предназначена для контроля технологических параметров бурения с целью оперативного управления и оптимизации режимов бурения скважин на нефть и газ и обеспечивает:

1 – автоматический сбор и обработку с расчетом производных параметров и представление текущей информации в наглядной форме на средствах отображения и регистрации бурильщика и бурового мастера;

2 – документирование результатов бурения в цифро-аналоговом и графическом виде, включая рапорт за смену;

3 – контроль выхода технологических параметров за установленные пользователем пределы со световой и звуковой сигнализацией этих событий;

4 – аварийную сигнализацию при выходе параметров «Вес на крюке», «Давление на входе» за предельные значения с выдачей сигналов блокировки на соответствующее буровое оборудование;

5 – автономное функционирование пульта бурильщика при отключении ЭВМ;

6 – высокую эксплуатационную надежность и долговечность при минимальных затратах на техническое обслуживание и метрологическое обеспечение.

К необходимому типовому элементу любой системы автоматического управления относятся датчики технологических параметров.

Система включает следующие датчики:

1 – датчик веса на крюке устанавливается на неподвижной ветви талевого каната. В качестве первичного преобразователя в датчике используется тензометрический силоизмерительный элемент;

2 – датчик контроля момента на роторе (тензометрический) устанавливается на редукторе привода ротора вместо фиксирующей серьги-стяжки или фиксирующей опоры; контролируется действующее на датчик усилие растяжения или сжатия;

3 – датчик контроля ходов насоса (индуктивный датчик приближения) устанавливается на шкиве привода насоса;

4 – датчик канала контроля скорости вращения ротора определяет скорость вращения вала привода ротора; в качестве первичного преобразователя применяется датчик приближения, устанавливается на трансмиссии;

5 – датчик давления (тензорезисторный) устанавливается в нагнетательной линии;

6 – датчик глубин дает исходную информацию для расчета глубины забоя, подачи, положения талевого блока. Датчик цепной передачей связан с валом лебедки;

7 – датчик-индикатор изменения расхода бурового раствора на выходе (в желобе) преобразует угол отклонения лопатки от вертикального положения в электрический сигнал в зависимости от уровня и скорости потока;

8 – в совмещенном датчике плотности-уровня бурового раствора (БР) и плотности БР на выходе в качестве первичного преобразователя применяется дифференциальный манометр. Измеряется гидростатическое давление в погруженных в буровой раствор трубках, через которые под давлением продувается воздух;

9 – датчик суммарного содержания горючих газов, выполненный на основе первичного термохимического преобразователя, монтируется вместе с датчиком-индикатором изменения расхода на выходе. Аналогичные датчики применяются для контроля газосодержания и сигнализации во взрывоопасной зоне;

10 – датчик температуры БР на входе и выходе выполнен на основе специальной микросхемы и устанавливается, соответственно, в рабочей емкости и в желобе;

11 – датчик температуры воздуха (аналогичный) размещен в кабельной распределительной коробке;

12 – датчик момента на ключе (тензометрический) устанавливается на приводном тросе ключа;

13 – датчик момента на турбобуре (тензометрический) устанавливается на узел стопора ротора.

Информация от датчиков по кабелям передается в блок УКП, где осуществляется преобразование и обработка сигналов, и, затем, в пульт бурильщика и ЭВМ.

Информационно-метрологические характеристики приведены в табл. 5.16.

Таблица 5.16

Контролируемый параметр	
Наименование параметра, единица измерения	Диапазон контроля
1. Вес на крюке, кН	0–5000; 0–4000; 0–3000; 0–2500; 0–2000; 0–1500
2. Нагрузка на долото, кН	0–500
3. Крутящий момент на роторе, кН·м	0–60; 0–30
4. Давление на входе, МПа	0–40
5. Расход на входе, л/с	0–100
6. Обороты ротора, об/мин	0–300
7. Число ходов каждого насоса (до трех), ход/мин	0–125
8. Изменение расхода на выходе, %	0–99
9. Подача, м	0–99,9
10. Положение талевого блока, м	0–60; 0–45
11. Глубина забоя, м	0–9999
12. Положение долота над забоем, м	0–9999
13. Текущее время, дата	—
14. Время бурения 1 м проходки, мин/м	0–1000
15. Механическая скорость проходки, м/ч	0–200
16. Скорость СПО, м/с	0–3
17. Время бурения долотом, мин	0–999999
18. Проходка на долото, м	0–999
19. Плотность бурового раствора (БР), г/см <sup>3</sup>	0,8–2,6
20. Уровень БР, м	0,4–2,0; 0,8–2,4; 1,2–2,8
21. Суммарный объем БР, м <sup>3</sup>	0–999,9
22. Изменение суммарного объема БР, м <sup>3</sup>	0–500
23. Суммарное содержание горючих газов, % НКПР	0–50
24. Момент на ключе, кН·м	0–60
25. Момент турбобура, кН·м	0–30
26. Температура на входе и выходе, °С	0–100
27. Температура воздуха, °С	0–100
28. Плотность промывочной жидкости в желобе, г/см <sup>3</sup>	0,8–2,6



### **5.2.10. Станция контроля параметров бурения «АМТ 100»**

Станция контроля параметров бурения АМТ 100 представляет собой автоматизированный аппаратно-программный комплекс информационного обеспечения буровой бригады.

Станция АМТ 100 предназначена для оперативного контроля параметров бурения нефтяных и газовых скважин, оптимизации и обеспечения безаварийности бурения. Станция является современным средством контроля технологии строительства нефтяных и газовых скважин. В ней совмещены доказавшие свою эффективность традиционные средства отображения информации и новые. При разработке станции учтен многолетний опыт создания и эксплуатации станций контроля бурения, рекомендации и предложения Заказчиков, а также наиболее удачные решения отечественных и зарубежных фирм.

Основные характеристики станции представлены в табл. 5.17.

Таблица 5.17

#### *Основные характеристики станции*

Количество подключаемых датчиков, шт	8 / 16 / 24
Частота опроса сигналов датчиков, Гц	до 100
Количество контролируемых параметров, характеризующих режим, условия бурения, шт	до 40
Количество распознаваемых осложнений и аварийных ситуаций	до 10
Электропитание от сети переменного тока, В/Гц	220/50
Максимальная потребляемая мощность, Вт	900
Масса аппаратуры станции, кг	до 550
в том числе:	
размещаемой на буровой	до 490
в кабине бурового мастера	до 60
Допустимая температура окружающей среды, °С	
для аппаратуры, размещенной на буровой	от –40 до +40
для аппаратуры, размещенной в кабине бурового мастера	от +15 до +35
Продолжительность непрерывной работы	неограниченно

#### **5.2.10.1. Состав станции «АМТ 100»**

1. Комплект датчиков.
2. Рабочее место бурильщика.
3. Модуль сбора данных, обеспечивающий связь датчиков с рабочими местами бурильщика, а также двухстороннюю связь между пультами бурильщика.
4. Система бесперебойного энергоснабжения станции.
5. Беспроводная переговорная система: буровой мастер – бурильщик – помощник бурильщика.

### 5.2.10.2. Комплект датчиков станции «АМТ-100»

Станция комплектуется датчиками производства ЗАО «АМТ» и других отечественных и зарубежных фирм. Для работы в станции отобраны датчики, которые проверены эксплуатацией при бурении в России, особенно в ее северных районах, и подтвердили свою высокую надежность (табл. 5.18).

Таблица 5.18

#### Характеристики датчиков

Датчики	Диапазон измерения	Погрешность не более	Разрешение (чувствительность) не хуже
Базовый комплект			
Нагрузка на крюке	0–200 тс 0–400 тс	±2 %	0,1 тс
Перемещение талевого блока	0–50 м	±0,005 м	0,005 м
Крутящий момент ротора	0–10 тс·м	± 2,5 %	0,1 тс·м
Частота вращения ротора	0–200 об/мин	±1 об/мин	1 об/мин
Давление промывочной жидкости на входе скважины	0–40 МПа	±1 %	0,1 МПа
Число ходов насоса (индикатор расхода промывочной жидкости на входе скважины)	0–100 ход/мин (при двух датчиках) 0–100 л/с	±1 %	1 ход/мин 1 л/с
Плотность промывочной жидкости на входе скважины	0,8–2,4 г/см <sup>3</sup>	±0,25 %	0,01 г/см <sup>3</sup>
Расход промывочной жидкости на выходе скважины (индикатор)	0–100 %		
Уровень промывочной жидкости в емкостях ЦС и доливной емкости	0–2 м 0–5 м	±0,5 %	0,01 м
Крутящий момент на машинном ключе	0–10 тс·м	±0,5 %	0,1 тс·м
Поставляемые дополнительно			
Расход промывочной жидкости на входе скважины	0–100 л/с	±2 %	1 л/с
Давление промывочной жидкости на выходе скважины (в обсадной колонне)	0–100 МПа	±1 %	0,2 МПа
Плотность промывочной жидкости на выходе скважины	0,8–2 г/см <sup>3</sup>	±2 %	0,01 г/см <sup>3</sup>
Температура промывочной жидкости на входе и выходе скважины	0–100 °С	±1 %	0,2 °С

На станции могут быть использованы и другие датчики, имеющиеся у Заказчика независимо от их конструкции и типа выходного сигнала.

*Дополнительно могут быть поставлены:*

1. Датчики:

- расхода промывочной жидкости на входе скважины;
- давления промывочной жидкости на выходе скважины (в обсадной колонне);
- плотности промывочной жидкости на выходе скважины;
- температуры промывочной жидкости на входе и выходе скважины.

2. Рабочее место бурового мастера:

- персональный компьютер, монитор, принтер, программное обеспечение станции для опроса датчиков, обработки, интерпретации и хранения информации, а также печати отчетных документов.

3. Аппаратура контроля параметров промывочной жидкости.

4. Аппаратура контроля содержания газов в газовой смеси, откачиваемой из промывочной жидкости на выходе скважины: углеводородов (суммарно,  $\text{CH}_4$ ),  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ .

### **5.2.10.3. Рабочее место бурильщика**

Пульты бурильщика являются универсальными средствами контроля важнейших технологических параметров бурения. Они предназначены для отображения информации о процессе бурения (измеряемых датчиками и расчетных параметров бурения) в аналоговой, графической и цифровой формах на шкалах стрелочных приборов и экране дисплея, а также для сигнализации о выходе технологических параметров за установленные пределы.

Рабочее место бурильщика состоит из двух частей – пульта стрелочных приборов и дисплейного пульта (табл. 5.19).

Пульт стрелочных приборов имеет 6 приборов, на которые выводятся технологические параметры:

- 1 – нагрузка на крюке,
- 2 – нагрузка на долото,
- 3 – давление нагнетания,
- 4 – момент на роторе (или на машинном ключе),
- 5 – расход раствора на входе,
- 6 – расход раствора на выходе.

Остальные параметры (их состав может меняться в широких пределах) отображаются на дисплейном пульте.

Наличие промышленного миникомпьютера в составе дисплейного пульта позволяет решать различные технологические задачи (например, прогноз отработки долота и его оптимизация), а так же хранить в памяти технологическую информацию для дальнейшей ее обработки.

Возможна поставка рабочего места бурильщика, содержащего только пульт стрелочных приборов или только дисплейный пульт.

Таблица 5.19

*Характеристики рабочего места бурильщика*

Общее количество параметров, выводимых на стрелочных приборах	7
Количество параметров, одновременно выводимых на стрелочных приборах	6
Общее количество параметров, выводимых на дисплее	23
Количество параметров, одновременно выводимых на дисплее	до 13
Общее количество графиков и мнемосхем, выводимых на дисплее	17
Количество графиков и мнемосхем, одновременно выводимых на дисплее	до 3
Индикация на электролюминесцентный дисплей фирмы «Planar» (США): размеры зоны видимости угол обзора, град. не менее	циклично или выборочно: 200 × 150 мм 160
Габаритные размеры пультов (высота × ширина × глубина), мм стрелочный дисплейный	840 × 880 × 215 385 × 530 × 250
Масса пультов (стрелочный/дисплейный), кг	40/26

На электролюминесцентный дисплей выводятся следующие технологические параметры (табл. 5.20):

Таблица 5.20

Параметр	Виды		
	цифровой	мнемосхемы	графический
Глубина скважины	+	—	—
Нагрузка на крюке (вес колонны)	+	—	+
Положение долота относительно устья	+	—	—
Положение талевого блока относительно стола ротора	+	+	—
Скорость подачи инструмента (перемещения талевого блока)	+	—	—
Момент на роторе или на машинном ключе	+	—	+
Частота вращения ротора	+	—	—
Давление промывочной жидкости на входе скважины	+	—	+

Параметр	Виды		
	цифровой	мнемосхемы	графический
Расход промывочной жидкости на входе скважины	+	+	–
Расход промывочной жидкости на выходе скважины	+	+	–
Плотность промывочной жидкости на входе скважины	–	+	–
Плотность промывочной жидкости на выходе скважины	–	+	–
Объём промывочной жидкости в емкостях ЦС	–	+	–
Объём промывочной жидкости в емкости N (1–3)	–	+	–
Изменение объема промывочной жидкости	–	–	+
Уровень промывочной жидкости в доливной емкости	–	+	–
Механическая скорость	+	–	–
Проходка на долото	+	–	–

#### 5.2.10.4. Рабочее место бурового мастера

Станция на рабочем месте бурового мастера обеспечивает:

- автоматический прием и обработку сигналов датчиков, интерпретацию полученной информации, ввод справочной информации;
- контроль параметров бурения: углубки забоя, СПО с контролем долива скважины;
- распознавание осложнений, аварийных ситуаций на начальной стадии их возникновения;
- контроль траектории скважины;
- решение технологических задач проводки скважины;
- визуализацию информации на экране монитора;
- накопление и хранение полученной по скважине информации;
- формирование и печать отчетной документации по скважине (рапорта бурового мастера, карточки отработки долот и т. д.).

Характеристики рабочего места бурового мастера представлены в табл. 5.21.

Таблица 5.21

#### Характеристики рабочего места бурового мастера

Количество контролируемых параметров, характеризующих режим, условия бурения скважины	до 40
Количество распознаваемых осложнений и аварийных ситуаций	до 10
Количество параметров, одновременно выводимых на экран	до 25
Количество проекций скважины, выводимых на экран	3
Количество диаграмм, одновременно выводимых на экран	неограниченно
Количество параметров, регистрируемых на бумажном носителе	32
Количество рапортов в формате Excel (не менее)	4

#### **5.2.10.5. Контроль параметров**

Для контроля и оптимизации бурения станция автоматически формирует (измеряет и вычисляет) до 40 параметров, характеризующих режим, условия бурения, в том числе:

- нагрузка на крюке;
- нагрузка на долото;
- частота вращения ротора;
- момент ротора;
- число ходов насосов;
- расход промывочной жидкости на выходе скважины;
- объем промывочной жидкости в емкостях ЦС;
- плотность промывочной жидкости;
- давление нагнетания промывочной жидкости на входе скважины;
- гидравлическая мощность на долоте;
- глубина забоя;
- давление на забое;
- проходка на долото (текущая и прогнозируемая на конец рейса);
- механическая скорость бурения (текущая и средняя с начала рейса);
- рейсовая скорость бурения (текущая и прогнозируемая на конец рейса);
- прогноз времени работы долота;
- температура промывочной жидкости на входе и на выходе скважины;
- содержание газа в выходящей промывочной жидкости: суммарное и по компонентам;
- положение долота относительно забоя;
- скорость подачи, спуска и подъема инструмента;
- положение талевого блока относительно ротора;
- время выполнения технологических операций;
- координаты траектории скважины на пробуренном интервале.

#### **5.2.10.6. Оптимизация и безаварийность процесса бурения**

Станция, представляя буровому мастеру точную и объективную информацию о ходе бурения, обеспечивает возможность оптимизации режима бурения, отработки долота по любому из критериев: минимальная стоимость метра проходки, максимальная рейсовая или механическая скорость, максимальная проходка на долото.

Станция выполняет автоматический анализ совокупности контролируемых параметров бурения и на этой основе выявляет отклонение параметров от «нормы», возникновение осложнений, предаварийных и аварийных ситуаций, в том числе:

- газонефтепроявление и выброс;
- поглощение;
- остановка забойного двигателя;
- перегрузка долота;
- заклинка опор долота;
- перегрузка бурильной колонны крутящим моментом;
- промыв бурильной колонны;
- обрыв бурильной колонны (в верхней и нижней частях);
- перегрузка манифольда по давлению;
- неисправность насоса.

#### ***5.2.10.7. Печать отчетных документов***

Накопленная информация может быть оформлена в виде документа.

Предусмотрено формирование любых видов документов (технологических и экономических) и отчетов по скважине.

Буровой мастер имеет возможность создавать шаблоны документов, соответствующие образцам, принятым на предприятии, а затем распечатывать информацию просто подставляя в шаблон интересующий его временной или метровый интервал.

Создание шаблонов и документов выполняется средствами, отвечающими самым современным стандартам компьютерной графики. В комплекте с программным обеспечением станции, поставляется библиотека шаблонов, созданных специалистами ЗАО «АМТ» по согласованию с заказчиками.

#### ***5.2.11. Информационно-измерительный комплекс геологотехнологического контроля бурения и исследования скважин «АМТ 121»***

Комплекс (станция ГТИ) предназначен для оперативного геологического и технологического контроля бурения нефтяных и газовых скважин (разведочные, поисковые, эксплуатационные, опорные сверхглубокие, в том числе наклонно-направленные и горизонтальные).

Комплекс обеспечивает буровые бригады, геологические и технологические службы нефтегазодобывающих, буровых компаний инфор-

мацией для оптимальной и безаварийной проводки скважин, оптимального геологического исследования скважин.

В состав комплекса входят:

- системное и специальное прикладное программное обеспечение (сетевые рабочие места пользователей – оператора станции ГТИ, геолога, супервайзера и т. д.);
- модуль сбора данных (МСД);
- система отображения данных (СОД).

#### ***5.2.11.1. Специальное прикладное программное обеспечение***

Специальное прикладное обеспечение решает в режиме реального времени (on-line) и вне реального времени (off-line) геологические, технологические задачи.

##### ***Геологические задачи***

Комплекс, в процессе бурения, решает следующие геологические задачи:

- расширенный механический, фильтрационный и газовый каротажи;
- расчет пластового и порового давлений во вскрываемом разрезе по методу D-экспоненты, скорректированной D-экспоненты и сигма-каротажа;
- предварительное литологическое расчленение разреза в процессе бурения по данным расширенного механического и фильтрационного каротажей с построением литологической колонки. При этом дополнительно используется введенная в комплекс информация о типовом разрезе района работ и моделях пород, слагающих разрез;
- выделение пластов – коллекторов;
- привязка к глубине скважины газа и шлама, выходящих из скважины с буровым раствором.
- определение и интерпретация параметров газового каротажа.

##### ***Технологические задачи***

##### ***Контроль и вычисления геолого-технологических параметров***

Комплекс автоматически измеряет и вычисляет более 90 параметров, характеризующих режим, условия бурения и разрез скважины, в том числе:

- нагрузку на крюке;
- режимные параметры нагрузка на долото, частота вращения ротора (долота, при турбинном способе бурения), расход промывочной жидкости на входе скважины;



- момент на роторе;
- число ходов насосов;
- изменение расхода промывочной жидкости на выходе скважины;
- объем промывочной жидкости в емкостях ЦС и доливной емкости;
- плотность промывочной жидкости;
- давление нагнетания промывочной жидкости на входе скважины;
- гидравлическую мощность на долоте;
- глубину забоя;
- давление на забое (гидростатическое, забойное, дифференциальное);
- проходку на долото (текущая и прогнозируемая на конец рейса);
- механическую скорость бурения (текущая и средняя с начала рейса);
- рейсовую скорость бурения (текущая и прогнозируемая на конец рейса);
- ресурс времени работы долота;
- D-экспоненту (три модификации);
- пластовое и поровое давления;
- дифференциальный расход промывочной жидкости;
- температуру промывочной жидкости на входе и на выходе скважины;
- содержание газа в выходящей промывочной жидкости: суммарное и по компонентам;
- положение долота относительно забоя;
- скорость подачи, спуска и подъема инструмента;
- положение талевого блока;
- время выполнения технологических операций (баланс времени);
- координаты траектории скважины на пробуренном интервале и прогнозируемые; и т. д.

#### *Распознавание предаварийных ситуаций и осложнений в процессе бурения*

Комплекс автоматически диагностирует возможные осложнения и предаварийные ситуации. При распознавании аварийных ситуаций анализируется совокупность аномальных изменений параметров и их дисперсии, а также скорость изменения параметров (тренд). Автоматически распознаются 20 ситуаций, в том числе:

- газонефтепроявление и выброс;
- поглощение;
- сальник на долоте;
- осыпание, обвал стенок скважины;

- остановка забойного двигателя;
- перегрузка долота;
- заклинка опор долота;
- перегрузка бурильной колонны крутящим моментом;
- промыв бурильной колонны;
- обрыв бурильной колонны (в верхней и нижней частях колонны);
- перегрузка манифольда по давлению;
- неисправность насоса.

#### *Оптимальное управление режимами бурения*

Комплекс в процессе бурения для конкретного типоразмера долота и литологического разреза определяет оптимальное значение нагрузки на долото, частоты вращения ротора (долота) и расхода промывочной жидкости на входе скважины. Процедура оптимизации также позволяет определять оптимальное сочетание управляемых параметров режима и поиск выбранного одного параметра (как правило, нагрузки на долото) при фиксированных остальных параметрах.

Алгоритм оптимизации представляет собой модификацию процедуры поиска экстремума методом стохастической аппроксимации, который обеспечивает высокую помехоустойчивость и быстроедействие поиска. После определения оптимального режима для текущих условий бурения выполняется слежение за оптимальностью бурения – контроль по заданному критерию оптимальности (минимум стоимости метра бурения, максимум рейсовой скорости), что обеспечивает оптимальную отработку долота.

При изменении условий бурения в текущем рейсе (изменение буримости породы, износ опор и вооружения долота), влияющих на оптимальность программа рекомендует принять одно из следующих решений: продолжать бурение без изменения режима; определить новый (скорректировать) оптимальный режим бурения; поднять долото и осуществить его замену. Решение принимается на основе сравнения выигрышей и потерь (во времени или в деньгах), возникающих при принятии каждого из вышеприведенных решений.

#### *Контроль наклонно-направленного бурения (ННБ)*

Комплекс осуществляет оперативный контроль проводки наклонных и горизонтальных участков скважины с целью оценки попадания текущего забоя в заданный допуск, своевременно предупреждает о возможном пересечении с ранее пробуренными скважинами. Позволяет выполнять инженерные расчеты фактического профиля скважины с

учетом погрешности телеметрической системы, выбора компоновки низа бурильной колонны.

*Решаемые в процессе бурения задачи:*

- прием информации от забойной телесистемы: зенитный угол, азимут, положение отклонителя, данные геофизики КС и ГК, обороты долота и другие. Комплекс работает с забойными телесистемами: МЕГА - ЗТЛС (Россия, Новосибирск); МЕГА - ЗТЛС - У (Россия, Новосибирск); Geolink (Англия); БТС - 172 (Россия, Самара);
- расчет исправленной глубины замера параметров забойной телесистемы с учетом длины компоновки, времени отставания получения сигналов от приемника телесистемы и режима замера (режим «статика телесистема» неподвижна и режим «динамика телесистема» в движении);
- усреднение значений геофизических параметров КС и ГК, полученных от забойной телесистемы, за шаг квантования данных с привязкой к глубине замера;
- литологическое расчленение разреза скважины по данным КС и ГК в режимах on - line и off - line с использованием предварительно созданных моделей;
- возможность задания нескольких целей с учетом формы цели (круг, прямоугольник) и особенностей расположения плоскости цели в зависимости от угла падения и геологического строения пласта (горизонтальная, вертикальная). Оценивается положение текущего забоя относительно ближайшей заданной цели;
- ввод и редактирование параметров проектного и фактического профиля, задание точки привязки данных и выбор методов расчета в зависимости от профиля скважины;
- расчет координат траектории скважины одним из 5-ти способов (тангенциальный, компенсированный тангенциальный, усреднение углов, способ двух хорд, расчеты по минимальной кривизне) с учетом величины погрешности измерения забойной телесистемы и текущего профиля участка скважины;
- контроль величины допустимого расстояния сближения скважин на кусте с учетом погрешности измерений телесистемой;
- оценка пробуренного рейса по данным телесистемы. Расчет расстояний от забоя до центра круга допуска, до ближнего и дальнего края круга допуска. Расчет азимутов на центр, на левый и правый край круга допуска. Расчет среднего зенитного угла на ближний и дальний край круга допуска. Расчет темпа падения зенитного угла, величины падения и длины интервала падения на ближний и на дальний край круга допуска;

- прогноз положения забоя за длину трубки (или за заданную длину), для данной компоновки низа бурильной колонны, с известными интенсивностью искривления и углом установки отклонителя;
- выбор компоновки для планируемого рейса, что позволяет определить интенсивность искривления и угол установки отклонителя, если известно направление скважины (зенитный угол и азимут) и предполагаемая глубина на конец рейса;
- расчет вертикальной глубины скважины и привязка данных к вертикальной глубине;
- визуализация полученной информации на экране монитора в виде отдельных форм, формирование и печать отчетной документации.

#### *Гидравлическая программа*

Гидравлическая программа автоматически в процессе бурения выполняет:

- расчеты гидравлических потерь в наземной обвязке, на интервалах в трубах и кольцевом пространстве, на забойном двигателе, на долоте (две модели гидросистемы скважины модель Бингама и экспоненциальная модель Оствальда);
- расчеты объемов в трубах, в кольцевом пространстве, объема металла в скважине, объема скважины;
- расчеты гидростатического и забойного давлений, дифференциального давления;
- расчеты эквивалентной плотности раствора;
- расчеты скоростей оседания шлама и выноса шлама;
- расчеты временных циклов циркуляции раствора устье-забой, забой-устье, полный цикл и расчет циклов в пересчете на двойные хода насосов;
- расчеты времени выхода шлама с заданной глубины скважины.

#### *Контроль долива скважины*

По статистике около 70 % проявлений и поглощений происходят в ходе СПО, поэтому контроль за объемом вытесненного/долитого бурового раствора является одной из главных задач контроля всего комплекса СПО.

Программа функционирует следующим образом.

В конце каждого цикла спуска инструмента определяется объем металла спущенной свечи. Этот объем сопоставляется с изменением объема раствора в приемных емкостях. Программа анализирует величину различия и знак рассогласования и определяет, имеет ли место нормальный процесс спуска или поглощение, или проявление.

Аналогичным образом при подъеме инструмента «по-свечно» анализируется рассогласование между объемом извлеченного из скважины металла и изменением объема раствора в доливной емкости. В случае распознавания поглощения или проявления выдается соответствующее сообщение, сопровождающееся звуковым сигналом. Величины анализируемых объемов выводятся на экран в цифровом и графическом виде. Помимо этого данные содержатся в автоматически формируемой в табличном виде «по-свечной» сводке.

Оператор станции имеет возможность настройки «зоны нормальных колебаний» вычисляемого рассогласования объемов. Это помогает сгладить появление случайных значений разницы объемов и избежать выдачи ложных сообщений об осложнениях.

Для оптимального функционирования программы, в числе установленных на буровой датчиков желательна наличие датчика клиньев.

### ***Контроль крепления скважины***

#### ***Контроль спуска обсадной колонны***

Контролируется возникновение ситуаций, приводящих к осложнениям – превышение безопасной скорости спуска, поршневой эффект, несвоевременный долив раствора, смятие труб, несоблюдение рекомендованного момента затяжки труб.

Формируется временной и «потрубный» архив, в которые заносятся данные:

- вес на крюке;
- скорость спуска ОК;
- длина колонны нарастающая;
- объем долива колонны;
- момент затяжки обсадных труб;
- установленная технологическая оснастка.

По результатам контроля спуска формируются документы:

- отчет о спуске обсадной колонны (в табличном виде);
- график спуска обсадной колонны;
- диаграмма состояния основных параметров во время спуска.

#### ***Контроль цементирования скважины***

Комплекс осуществляет контроль следующих способов цементирования обсадных колонн:

- прямое одноступенчатое цементирование;
- прямое двухступенчатое цементирование;
- обратное цементирование.

Для контроля цементирования необходимо наличие минимального комплекта датчиков: датчика расхода в манифольде, датчика давления в манифольде и датчика плотности раствора, прокачиваемого через манифольд.

Наличие этих датчиков, а так же ввод оператором исходной информации, необходимой для контроля цементирования (общие данные по скважине, конструкция скважины, геолого-технические условия, проектные данные по процессу цементирования и др.) позволяют:

- вычислять величину объемов закачанных в скважину растворов;
- рассчитывать текущие положения границ раздела закачанных растворов, как в обсадной колонне, так и в кольцевом пространстве;
- производить расчет давлений, возникающих в процессе цементирования, на проницаемые пласты, забой и цементировочное оборудование;
- определять затраты времени на проведение процесса цементирования;
- контролировать отклонение параметров процесса цементирования от проектных величин, определенных на стадии проектирования.

#### ***Контроль КРС***

Контролируются работы (операции), выполняемые при проведении капитального ремонта скважин.

#### ***Контроль глушения скважины***

Комплекс контролирует параметры процессов глушения скважин, оценивает соблюдение плана работ, рассчитывает в реальном времени фактические параметры глушения, обеспечивает безаварийность контролируемого процесса с учетом геолого-технологических условий. Контролируются прямая и обратная промывки скважины при глушении.

В процессе работы программы рассчитываются и контролируются высоты столбов и объемы раствора глушения в НКТ, ОК и КП, время глушения, гидростатическое, пластовое и забойное давления, дифференциальное давление и оцениваются возможности возникновения аварийных ситуаций.

Результаты контроля глушения заносятся во временной архив и базу данных.

#### ***Контроль ремонтного цементирования***

Комплекс контролирует параметры процесса ремонтного цементирования скважин, оценивает соблюдение плана работ, рассчитывает в реальном времени фактические параметры цементирования, обеспечивает безаварийность контролируемого процесса с учетом геолого-технологических условий.

В процессе работы программы рассчитываются и контролируются высоты столбов и объемы буфера, цемента, реагента и продавочного раствора в НКТ, ОК и КП, гидростатические, забойное, пластовое и дифференциальное давления и оцениваются возможности возникновения аварийных ситуаций.

#### **5.2.11.2. Экспериментальные задачи**

Конструктивные и логические решения, заложенные в модуль сбора данных (МСД) и решения, заложенные в специальное программное обеспечение и построение базы данных комплекса (БД) АМТ121, позволяют проводить различные эксперименты (испытания) с новыми измерительными устройствами (датчиками, телесистемами и т. д.) и алгоритмами их обработки, по желанию сторонних разработчиков.

##### *Накопление и хранение информации. Удаленный мониторинг бурения*

В основу базы данных БД (DDB – Drill Data Base) комплекса АМТ121 заложены принципы классических реляционных баз данных, которые обеспечивают оптимальное соотношение между временем доступа к информации и объемом хранения.

Используемая система управления базой данных (СУБД) – MS SQL Server компании Microsoft. Применение СУБД данного типа позволяет использовать технологии клиент - сервер, что обеспечивает обмен информацией между программными приложениями комплекса АМТ 121. Технологии компьютерных сетей, будь то локальные вычислительные сети или глобальные сети Internet, позволяют обеспечить одновременную работу нескольких пользователей, в том числе и удаленных пользователей (специалистов).

В рамках компьютерной сети на любом компьютере может быть установлен сервер БД, что для станции ГТИ обеспечивает резервирование и надежное хранение информации. При выходе из строя сервера БД, его роль выполняет другой компьютер, на котором работает такой же сервер БД, а при «горячем» дублировании данных на другом сервере, время восстановления работоспособности системы достигает нескольких минут.

Состав формируемых и хранимых данных разделен на две группы – системные данные для поддержания работы комплекса и прикладные данные – геолого-технологическая и геофизическая информация.

База данных может использоваться для работы в составе станции ГТИ, в центрах сбора геолого - технологической и геофизической информации для проведения комплексной обработки информации и в центрах принятий решения.

Используемое сочетание технологий файл-сервера и баз данных дает возможность работать с большими объемами информации, что актуально при накоплении и обработке временной информации.

Комплекс АМТ121 позволяет накапливать временную информацию, формируемую в реальном времени в файлах, а при обработке и интерпретации заносить важную и полезную информацию в единое хранилище – базу данных, где эта информация доступна всем пользователям, работающим одновременно в составе компьютерной сети, вплоть до Internet сетей (функция – удаленный мониторинг бурения).

Удаленный мониторинг бурения в комплексе АМТ121 реализован в виде информационной системы «Мониторинг в процессе строительства и эксплуатации скважин в реальном времени». Данная система обеспечивает специалистов Заказчика на удаленных рабочих местах (региональный или головной офисы) оперативной информацией о состоянии скважин, ходе выполнения технологических операций на скважинах, выдаче рекомендаций и иных указаний по выполнению требуемых работ на скважинах, формирование электронного архива проектной и фактической информации по скважинам.

Основными функциями информационной системы мониторинга являются:

- мониторинг данных, поступающих от источников данных (станции ГТИ, аппаратура ГИС, забойная телеметрическая аппаратура) в Web-браузере в реальном времени;
- одновременное наблюдение за всеми источниками данных доступными Информационной Системе и одновременный мониторинг нескольких скважин;
- сравнительный анализ данных по нескольким скважинам на метровых планшетах;
- создание базы данных (БД) для ведения архива скважины за весь период строительства и эксплуатации скважины, просмотр архива скважины за заданный период на временных, метровых планшетах;
- передача данных по стандарту WITSML;
- авторизация прав доступа пользователей (администрирование);
- отображение комментариев оператора станции ГТИ на временных планшетах;
- отображение аварий и предупреждений, которые определяет станция ГТИ;
- SMS-информирование об авариях и предупреждениях, выходе значений параметров из зоны допустимых колебаний, о готовности отчетного документа, созданного системой автоматически по заданному расписанию;



- обмен мгновенными сообщениями с операторами станций источниками информации, такими как станции ГТИ, станции контроля параметров бурения, а также с персоналом буровой;
- представление временных и метровых данных в табличном виде с возможностью экспорта в файл Microsoft Excel;
- экспорт временных и метровых планшетов в формат PDF;
- отображение траектории ствола скважины в трехмерном виде (3D), на горизонтальной и вертикальной проекциях;
- поддержка до 4-х траекторий для скважины (проектная траектория, замеры во время бурения, замеры во время СПО и замеры геофизической информации);
- графическое представление результатов замеров забойной телеметрии по глубине;
- ведение суточной отчетности по расписанию или по запросу пользователя;
- автоматическая генерация отчетных документов по заданному расписанию;
- загрузка отчетных документов, созданных сторонними системами;
- отображение состояния информационно - измерительной системы станции ГТИ (состав установленных датчиков на буровой, их состояние).

### **5.2.11.3. Визуализация и документирование информации**

#### *Визуализация информации*

Информация выводится на личные компьютеры персонала, работающего на станции – оператора ГТИ, инженера по искривлению скважины, инженера - геолога, инженера – технолога, супервайзера.

На информационные пульта, входящие в состав системы отображения данных (СОД) комплекса выводится оперативная информация для персонала буровой бригады – бурильщика и бурового мастера.

#### *Документирование информации*

Накопленная информация может быть оформлена в виде печатного документа. Предусмотрено формирование любых видов документов (геологических, технологических и экономических) и отчетов по скважине. Оператор станции имеет возможность создавать шаблоны документов, соответствующие образцам, принятым на предприятии, а затем распечатывать информацию подставляя в шаблон требуемый временной или метровый интервал.

### **5.2.12. Станция геолого-технологического контроля бурения и газового каротажа «МЕГА-АМТ»**

Станция «МЕГА-АМТ» предназначена для автоматизированного контроля процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин; проведения геолого-технологических и геохимических исследований при бурении поисковых и разведочных скважин; обеспечения безаварийности и безопасности бурения скважин; получения полной и объективной информации, необходимой для управления бурением скважин и его оптимизации; управления разведкой и освоением месторождений.

Станция обеспечивает:

- непрерывный прием сигналов с датчиков и аппаратуры газового каротажа в автоматическом режиме;
- автоматическую обработку принятых сигналов, интерпретацию полученной информации и представление ее в виде диаграмм либо документального отчета;
- распознавание и предупреждение на ранней стадии возникновения аварийных ситуаций, непредвиденных осложнений, в том числе газонефтепроявлений;
- контроль бурения, а именно углубления забоя, спуско-подъемных операций (СПО) с контролем долива скважины, цементирования;
- определение в процессе бурения литологического разреза, выделение пластов коллекторов, определение пластового давления в процессе бурения и прогноз пластового давления, прогноз и выделение зон АВПД;
- определение параметров газового каротажа, продуктивности пластов коллекторов;
- построение уточненного геологического разреза по данным, полученным в процессе бурения и исследования шлама и керна (ввод данных, расчеты, печать стратиграфического разреза, шламограммы, карбонатограммы результатов люминисцентного, битуминологического и др. анализов шлама и керна, результатов газового каротажа);
- контроль и прогноз траектории скважины;
- выполнение расчетов при решении геологических и технологических задач проводки скважины;
- визуализацию всей полученной по скважине информации на экране монитора;
- накопление и хранение всей полученной информации по скважине;
- формирование и печать отчетной документации по скважине;

- передачу получаемой информации в режиме реального времени средствами радио, сотовой или проводной связи в центр сбора;
- копирование информации по скважине для ее последующей обработки в центре сбора, обработки, интерпретации информации по скважинам.

*Краткая техническая характеристика станции «МЕГА-АМТ»*

Количество подключаемых датчиков .....	128
Частота опроса сигналов датчика, Гц .....	до 100
Количество распознаваемых параметров, характеризующих режим, условия бурения и разрез скважины .....	более 90
Количество распознаваемых осложнений и аварийных ситуаций ...	до 20
Периодичность обновления экрана, с .....	1
Количество параметров, архивируемых и фиксируемых на бумажном носителе: .....	68
пометровых .....	68
временных .....	68
проекций скважины .....	2
Количество пометровых и временных диаграмм, одновременно фиксируемых на бумажном носителе .....	до 15
Масштабы отображения информации для отчетных документов:	
пометровых параметров .....	1/100, 200, 500, 1000
временных параметров (мм/ч) .....	8, 15, 17, 26, 35, 67, 130
Электропитание от сети переменного тока В/Гц .....	220/50
Максимальная потребляемая мощность, Вт .....	1000
Продолжительность непрерывной работы .....	не ограничивается

Рабочее место оператора станции (технолога, геолога, бурового мастера) состоит из двух и более высокопроизводительных компью-теров, позволяющих контролировать процессы бурения и исследования скважины, работать с накопленными данными: просматривать их, выполнять расчеты, печатать, редактировать и т. д.

Информация, получаемая в процессе контроля за строительством скважины, может передаваться в режиме реального времени по средствам связи непосредственно заказчику. Уникальность технологии позволяет, находясь за десятки километров от скважины, контролировать процесс ее строительства, оперативно принимать решения по оптимизации технологических процессов. Обеспечивает менеджерам различных уровней быстрый доступ к текущей и накопленной информации по скважине.

При контроле буровых работ станция «МЕГА-АМТ» позволяет автоматически измерять и вычислять более 90 параметров, характеризующих режим, условия бурения и разрез скважины, в том числе:

- нагрузка на крюке;
- нагрузка на долото;
- частота вращения ротора;
- частота ходов насосов;
- расход промывочной жидкости на входе и выходе из скважины;
- объем промывочной жидкости в емкостях ЦС;
- плотность промывочной жидкости на входе и выходе;
- давление нагнетания промывочной жидкости на входе скважины;
- гидравлическую мощность на долоте;
- глубину забоя;
- давление на забое и т. д.

Станция «МЕГА-АМТ» предоставляет специалисту наиболее точную и объективную информацию о режиме бурения, ресурсе времени работы долота, текущих и прогнозируемых на конец рейса технико-экономических показателях бурения. Современное программное и техническое вооружение станции обеспечивает возможность оптимизации режима бурения и отработки долота по одному из следующих критериев: минимальная стоимость метра проходки, максимальная рейсовая или механическая скорость, максимальная проходка на долото.

Осуществляя анализ совокупности контролируемых параметров, станция предсказывает и предупреждает возникновение непредвиденных осложнений, предаварийных и аварийных ситуаций.

Существенным преимуществом станции «МЕГА-АМТ» перед российскими и зарубежными аналогами является наличие в ее составе программного обеспечения – интеллектуального анализатора аварийных и предаварийных ситуаций, разработанного совместно со специалистами Российского института техники разведки.

Данный анализатор позволяет исключить человеческий фактор при принятии решений во время возникновения нештатной ситуации, в том числе:

- газонефтепроявление и выброс;
- поглощение;
- проявление;
- сальник на долоте;
- осыпание;
- обвал стенок скважины;
- остановка забойного двигателя;
- перегрузка долота;
- заклинка опор долота;

- перегрузка бурильной колонны крутящим моментом;
- промыв бурильной колонны;
- обрыв бурильной колонны (в верхней и нижней частях);
- перегрузка манифольда по давлению;
- неисправность насоса и другое.

В процессе бурения станция автоматически решает задачи:

*1. Проводит геологическое исследование скважины:*

- обеспечивает выполнение расширенного механического, фильтрационного и газового каротажей;
- рассчитывает пластовое и поровое давления во вскрываемом разрезе по методу D-экспоненты и по плотности шлама;
- выполняет предварительное литологическое расчленение разреза по данным расширенного механического и фильтрационного каротажей (при этом используется введенная в комплекс информация о типовом разрезе района работ, моделях пород, слагающих разрез) с построением литологической колонки, выделяет коллектора;
- определяет и интерпретирует параметры газового каротажа;
- выполняет привязку к глубине скважины выходящих с раствором газа и шлама.

*2. Выполняет автоматическую обработку инклинометрических замеров в скважине (при автоматическом или ручном вводе данных):*

- определяет координаты скважины на пробуренном интервале;
- прогнозирует координаты на заданный интервал;
- выполняет проверку попадания скважины в круг допуска;
- строит проекции скважины (вертикальная, горизонтальная и 3D);
- определяет опасность сближения с соседними скважинами.

*3. Обеспечивает оперативное получение всей информации, необходимой для эффективного управления проводкой скважины:*

- на мониторах станции в режиме реального времени одновременно выводится информация, поступающая с датчиков, и сообщения о распознанных аварийных ситуациях;
- состав выводимых технологических параметров может произвольно выбираться оператором;
- информация о состоянии параметров представлена не только в графическом и цифровом виде, но и в виде картинок, имитирующих работу стрелочных (аналоговых) приборов, движение бурильной колонны в скважине и талевого блока;
- количество одновременно выводимых на экран графиков неограниченно;

- возможен вывод на экран монитора литологической колонки, шлагограммы, данных оценки пластовых условий, проекции траектории скважины, любой архивируемой информации.

На рис. 5.98 и 5.99 показаны один из видов экранных форм оператора станции ГТИ и экранная форма «Контроль процесса бурения».

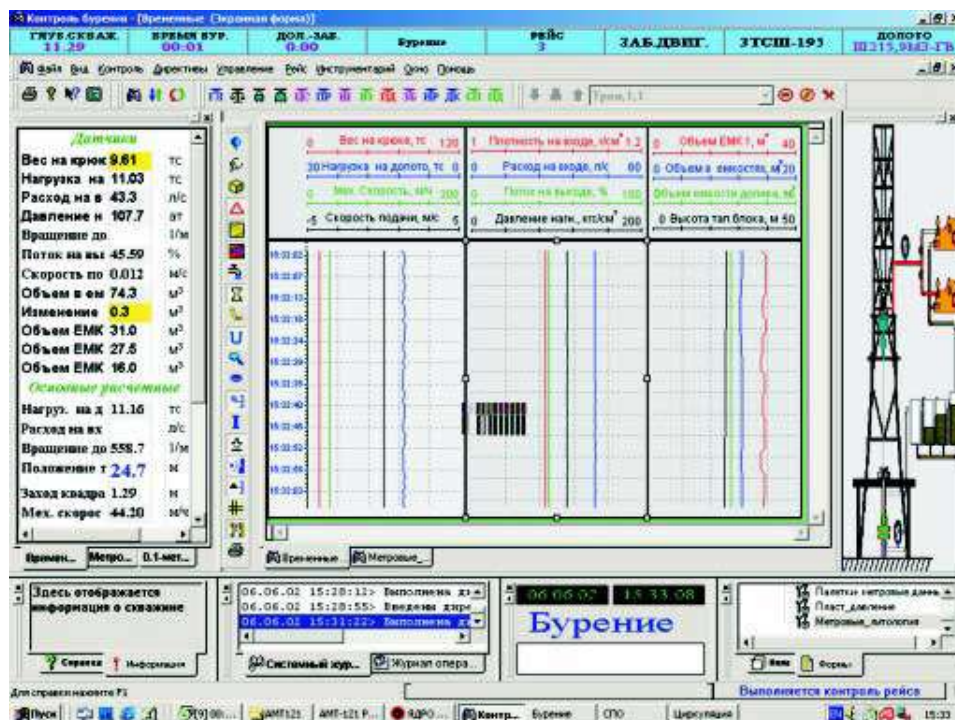


Рис. 5.98. Один из видов экранных форм оператора станции ГТИ

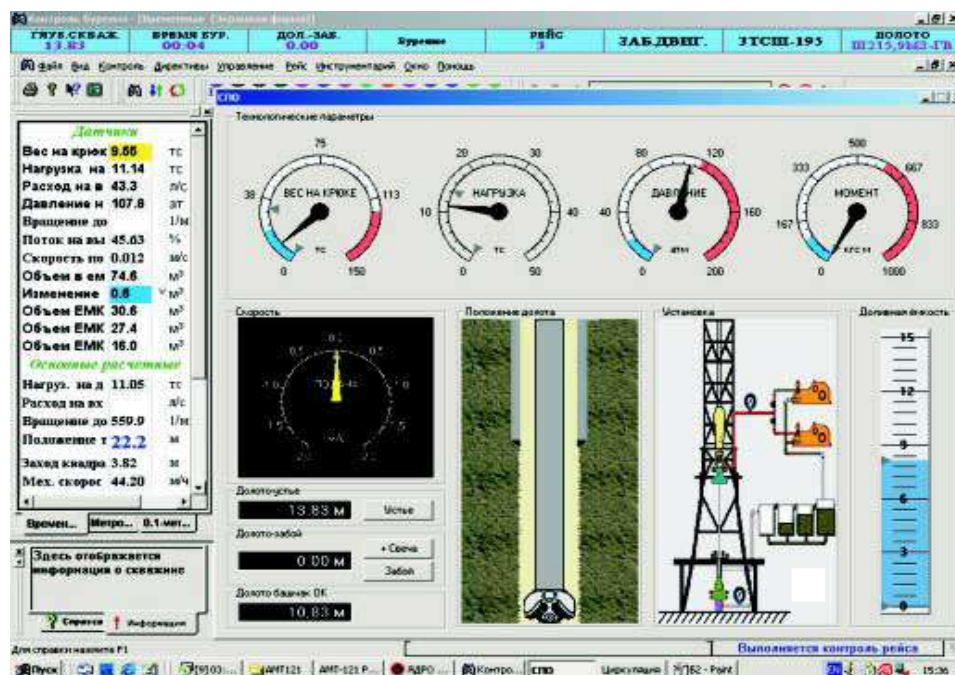


Рис. 5.99. Экранная форма «Контроль процесса бурения»

### 5.2.12.1. Технологические датчики станции «МЕГА-АМТ»

Комплект технологических датчиков включает датчики: нагрузки на крюке, перемещения талевого блока, крутящего момента ротора, положения клиньев, давления промывочной жидкости на входе в скважины, расхода промывочной жидкости на входе скважины, индикатор расхода промывочной жидкости на выходе скважины, уровня промывочной жидкости в емкостях, уровня промывочной жидкости в доливной емкости, плотности промывочной жидкости на входе и выходе, температуры промывочной жидкости на входе и выходе скважины и т. д.

**Датчик оборотов лебедки** предназначен для подсчета количества импульсов, пропорциональных числу оборотов вала лебедки.

#### *Технические характеристики*

Количество импульсов на 1 оборот .....	20
Диапазон рабочих скоростей, об/мин.....	0–1350
Максимально допустимая скорость вращения, об/мин .....	1500
Питание, В.....	12
Габаритные размеры, мм .....	260 × 200 × 85
Масса (не более), кг.....	5
Рабочий диапазон температуры, °С.....	–50... +60

Используется для определения: положения долота в скважине, положения крюка над столом ротора, глубины скважины, механической скорости бурения скважины, скорости бурового инструмента при СПО.

**Датчик веса** тензометрического типа. Вес на крюке определяется путем измерения натяжения неподвижного конца талевой системы

#### *Технические характеристики*

Диапазон измерения натяжения талевого каната, кН.....	0–200
Уровень выходного сигнала, мА.....	4–20
Относительная погрешность измерения, %.....	1
Питание, В.....	12
Габаритные размеры, мм .....	280 × 175 × 102
Масса (не более), кг.....	7
Рабочий диапазон температуры, °С.....	–50...+60

**Датчик давления** предназначен для измерения давления в нагнетательной линии буровых насосов.

#### *Технические характеристики*

Диапазон измерения давления, МПа .....	0–60
Уровень выходного сигнала, мА.....	4–20
Основная погрешность измерения, % .....	1
Питание, В.....	12

Габаритные размеры, мм .....	140 × 90 × 90
Масса (не более), кг.....	1
Рабочий диапазон температуры, °С.....	–50...+60

**Комплексный датчик плотности, уровня и температуры** предназначен для контроля перечисленных параметров бурового раствора в емкости. Плотность определяется путем измерения разности гидростатического давления жидкости.

#### *Технические характеристики*

Диапазоны контролируемых параметров:

объемная плотность, г/см <sup>3</sup> .....	0,9–2,4
уровень, мм.....	0–2300
температура, °С .....	0–100

Диапазон измерений выходного сигнала, В .....

Напряжение питания постоянным током, В .....

Основная приведенная погрешность измерений:

объемная плотность, %.....	0,5
уровень, % .....	1
температура, %.....	0,5

Габаритные размеры:

диаметр блока преобразования, мм.....	100
высота, мм .....	2800
масса (не более), кг .....	14

Рабочий диапазон температуры, °С.....

**Датчик уровня** предназначен для регистрации уровня жидкости в открытых и закрытых емкостях. Уровень определяется путем регистрации положения поплавка, контактирующего с поверхностью контролируемой жидкости. Принцип работы основан на изменении сопротивления омического датчика перемещения.

#### *Технические характеристики*

Диапазон измерений, мм .....

Основная приведенная погрешность .....

Измерений, %.....

Напряжение питания, В .....

Рабочий диапазон температуры, °С.....

**Индикатор расхода на выходе** предназначен для качественной оценки баланса циркуляции бурового раствора путем регистрации интенсивности потока на выходе из скважины.

Работа прибора основана на измерении угла отклонения измерительной лопатки.



### *Технические характеристики*

Диапазон измерений, мм .....	0–4000
Основная приведенная погрешность измерений, % .....	0,5
Напряжение питания, В .....	12
Рабочий диапазон температуры, °С .....	–50...+60

**Датчик ходов насоса** предназначен для измерения числа ходов буровых насосов.

### *Технические характеристики*

Диапазон измерений, Гц .....	0–2000
Напряжение питания, В .....	12
Диапазон рабочей чувствительности, мм .....	0–10
Габаритные размеры, мм .....	370 × 330 × 85
Масса (не более), кг .....	2
Рабочий диапазон температуры, °С .....	–50...+60

**Датчик оборотов ротора** предназначен для обеспечения эффективной работы бурового инструмента при роторном бурении.

### *Технические характеристики*

Диапазон рабочей чувствительности, мм .....	0–10
Диапазон измерений, Гц .....	0–2000
Напряжение питания, В .....	12
Габаритные размеры, мм .....	370 × 330 × 85
Масса (не более), кг .....	2
Рабочий диапазон температуры, °С .....	–50...+60

**Датчик момента на роторе** предназначен для измерения величины крутящего момента на роторе.

### *Технические характеристики*

Масса, кг .....	15
Начальный сигнал, В .....	0,053
Коэффициент преобразования датчика, В/кН .....	0,2
Габаритные размеры, мм .....	65 × 210 × 5400
Рабочий диапазон температуры, °С .....	–45...+50

**Датчик положения клиньев** предназначен для регистрации верхнего положения клиньев пневматического клинового захвата.

### *Технические характеристики*

Уровень срабатывания, кПа .....	400
Уровень допустимой перегрузки датчика, кПа .....	1000
Напряжение питания, В .....	12
Масса (не более), кг .....	2
Рабочий диапазон температуры, °С .....	–50...+60

#### **5.2.12.2. Аппаратурно-программный комплекс информационного обмена нижнего уровня**

*Аппаратурно-программный комплекс информационного обмена нижнего уровня:* магистрального типа, выполняющий функцию опроса и предварительную обработку сигнала с датчиков, а также связь с устройством оперативного отображения информации (пульт бурильщика, удаленное автоматизированное рабочее место геолога, технолога, супервайзера).

*Выносная система сбора данных МЕГА-ССД* предназначена для опроса и предварительной обработки сигналов с первичных датчиков технологических параметров и передачи данных в форме кодово-импульсного сигнала на регистрирующий комплекс. Представляет собой устройство, устанавливаемое на буровой, в состав которого входит: сигнальный процессор, связной контроллер и устройства согласования с датчиками. Наличие в МЕГА-ССД цифрового сигнального процессора позволяет производить опрос и обработку данных с датчиков с любым типом выходного сигнала.

*Индикатор бурильщика МЕГА-Табло* предназначен для отображения регистрируемых данных в цифровом и аналоговом видах. Система позволяет устанавливать несколько индикаторов. Количество индикаторов может быть равно количеству регистрируемых параметров. Настройка индикатора для вывода конкретного параметра производится программно (настраиваются диапазон вывода, единицы измерения, допустимые границы параметра и т. д.). Конструкция индикатора позволяет световые (изменение цвета шкалы) и звуковые сигналы при выходе параметра за допустимые границы.

*Цифровой индикатор МЕГА-Табло* предназначен для отображения восьми параметров в цифровом виде. Настройка индикатора производится программным способом.

Станция «Мега-АМТ» позволяет подключать до 32 индикаторов бурильщика и цифровых индикаторов.

#### **5.2.13. Система удаленного мониторинга скважин «RT-LEUZA»**

Оснастив буровые станциями «ЛЕУЗА-2» и используя *систему удаленного мониторинга скважин «RT-LEUZA»*, можно наблюдать ход бурения скважин в реальном времени и вносить коррективы, находясь в своем офисе.

Система предназначена обеспечивать в режиме реального времени:

- удаленного наблюдения процесса бурения скважин по регистрируемым параметрам бурения;
- обратной связи с буровыми для передачи рекомендаций и руководящих указаний.

### *Область применения*

Бурение скважин на нефть и газ. Контроль процесса бурения на расстоянии. Передача данных о бурении в офис в режиме реального времени.

*Система «RT-LEUZA» позволяет:*

- из офиса устанавливать сотовую, спутниковую или радиосвязь с любой удаленной буровой, оснащенной станцией, регистрирующей процесс бурения: «ЛЕУЗА-2» или «ГЕОТЕСТ-5»;
- по компьютеру в офисе вести наблюдение и контроль ситуации на буровой;
- оперативно управлять процессом проводки скважин, передавая сообщения оператору на буровой в режиме экранного диалога;
- включать наблюдение скважины в любое время;
- переходить при просмотре от скважины к скважине;
- вести наблюдение одновременно с нескольких клиентских (рабочих) мест.

В состав системы входят программы для сервера и рабочих мест и технические средства передачи и приема данных по интернету.

*Использование системы «RT-LEUZA»:*

- дисциплинирует буровую бригаду: снижаются неоправданные простои, минимизируются нарушения технологии и отклонения от ГТН, повышаются технико-экономические показатели строительства скважины;
- оптимизирует процесс бурения: непрерывный контроль и оперативное вмешательство в процесс бурения со стороны заказчика или супервайзера позволяет избегать грубых ошибок, приводящих к аварийным ситуациям.

Система «RT-LEUZA» является незаменимым инструментом геолога, технолога, супервайзера и многократно повышает эффективность и информационные возможности станций контроля процесса бурения и ГТИ.

### **5.2.14. Информационная система «Удаленный мониторинг бурения»**

Современное положение дел в нефтегазовом комплексе обязывает Заказчика-недропользователя тщательно контролировать свои затраты на проведение различных работ и исследований. Причем, этот контроль должен быть оперативным, иначе в итоге будет получен лишь факт затрат без возможности их оптимизации. Затраты на бурение скважин остаются по сей день достаточно большими в общем перечне затрат на добычу нефти и газа и, следовательно, требуют контроля со стороны нефтегазодобывающего предприятия.

По мере роста оснащенности предприятий средствами связи и вычислительной техники, компьютерные информационные технологии и сетевые решения позволяют обеспечивать контроль строительства объектов не только на региональных (локальных) уровнях иерархии управления производством, но и на уровне центрального управления нефтегазодобывающей компании.

*Оперативная доставка информации с буровых площадок в региональные представительства и центральные управления компаний, занимающихся строительством скважин, с использованием компьютерных сетей, открывает новые возможности для принятия быстрых и правильных решений по управлению работой подразделений, способствует повышению макроэкономических показателей деятельности предприятий.*

Особый интерес представляет возможность использования оперативной и достоверной информации управленческим персоналом среднего и высшего звена при выработке рекомендаций или подготовке распоряжений по корректировке процесса бурения. При этом в процесс принятия решений, при необходимости, могут сравнительно легко вовлекаться как информационные, так и научно-технические ресурсы различных подразделений и всего предприятия в целом.

Информация, поступающая с объектов мониторинга, должна быть достоверной, объективной и максимально свободной от влияния человеческого фактора. Такую информацию предоставляют автоматизированные измерительные комплексы, расположенные на буровой площадке, и имеющие в качестве источников информации датчики технологических параметров, датчики параметров бурового раствора, забойные телесистемы и т. д. По существу, это станции геолого-технологических и геофизических исследований.

Внимательно отслеживая текущее состояние и тенденции развития средств автоматизации в сфере оказания информационных услуг нефтегазодобывающим предприятиям, компания «Петросервис» разработала и предлагает всем заинтересованным организациям и компаниям программные средства, предназначенные для построения системы удаленного мониторинга контролируемых объектов. Такая система может охватывать все уровни иерархии управления производством – от буровых площадок до региональных представительств и центрального управления автоматизируемого предприятия.

Предлагаемое функциональное программное обеспечение используется в совокупности с программно-техническими средствами, обеспечивающими информационное взаимодействие удаленных объектов. При этом программные средства, обеспечивающие решение задач монито-

ринга, сохраняют работоспособность при любых вариантах реализации каналов связи, как постоянных, так и коммутируемых.

*В качестве основных решаемых задач можно перечислить следующие:*

- автоматическое формирование достоверной и объективной информации о процессе строительства скважины (контролируемого объекта);
- формирование информации по различным видам исследований, в том числе по данным забойной аппаратуры;
- обеспечение доступа к данным станции ГТИ и данным забойной телесистемы на объектах контролирующих уровней (региональные представительства и центральный аппарат), как в реальном времени проводки скважины, так и в режиме ретроспективного просмотра;
- регламентированная (ежечасная, ежедневная, еженедельная, ...) пакетная передача данных ГТИ, данных геологии, геофизических данных, в том числе данных инклинометрии, ежесуточных и других рапортов с уровня контролируемого объекта на объект управления;
- формирование и регламентированная передача на контролируемые объекты мониторинга управленческих решений (в том числе по управлению траекторией или управлению проводкой поисково-разведочной скважины), распоряжений, регламентов и любой другой документации;
- интеграция отчетных документов (сводок и рапортов), формируемых на буровой, в корпоративные системы документооборота предприятия;
- формирование на объектах управления информационной базы данных, содержащей всю информацию по скважинам;
- распределенное дистанционное управление работой средств обмена данными.

*Внедрение системы удаленного мониторинга объектов на предприятии позволит персоналу контролирующих уровней:*

- осуществлять диспетчерский контроль процесса строительства скважины, то есть:
  - отображать территорию деятельности нефтяной компании в картографическом виде;
  - наносить контролируемые объекты на карту (месторождения, кусты скважин, скважины);
  - получать информацию о состоянии объекта, о наличии аварий и осложнений, отклонений от проекта;
  - получать детальную информацию по отдельным аспектам процесса строительства объекта;

- представлять данные ГТИ в графическом и табличном видах в режиме реального времени и в режиме ретроспекции;
- формировать и печатать сводные планшеты данных ГТИ, геологии и геофизических данных;
- просматривать, обрабатывать и анализировать отчетные документы, полученные с контролируемых объектов скважин;
- формировать сводные показатели по основным этапам работ на скважине;
- формировать и анализировать технико-экономические показатели процесса строительства по отдельным скважинам, по месторождению и по объединению в целом;
- формировать фактическую информацию о процессе строительства скважин для использования в проектных организациях;
- анализировать и оценивать качество строительства законченных скважин;
- анализировать и оценивать качество проектов.

Доставляемая средствами системы удаленного мониторинга информация может использоваться и в более долгосрочном плане. Интегрированная в базу данных информационной системы буровой компании, она расширяет фактологическую основу для деятельности технологической, геологической служб и сервисных подразделений, проводящих интерпретацию и комплексный анализ технологических, геофизических и геологических данных. За счет этого может быть повышено качество и, опять же, оперативность выдаваемых специалистами прогнозов и заключений, улучшены общие технико-экономические показатели работы компании в целом.

*Как показывает практика, внедрение информационной системы удаленного мониторинга объектов позволяет значительно повысить качество строительства скважин при безусловном достижении цели бурения, а также повысить качество проектных работ. Информационная система удаленного мониторинга объектов не ограничивается только контролем процесса строительства скважин. Средствами системы можно контролировать любые процессы, включая этапы освоения скважин, капитального и подземного ремонта, процессов добычи и транспортировки продукта и т. д. Главное, что такая технология создана и востребована недропользователем.*

### **5.2.15. Зарубежные станции**

Зарубежные фирмы изготавливают как отдельные датчики и измерительные каналы для контроля технологических параметров бурения скважин, так и системы контроля с микропроцессорной техникой. Крупные приборные комплексы целесообразны при бурении глубоких скважин, когда используются все их потенциальные возможности.

Компьютеризованной станцией контроля и оптимизации бурения является система Visulogger фирмы Totco. Visu-logger контролирует в режиме реального времени до 36 параметров процесса бурения и спуско-подъемных операций, выводит собранные данные на видеодисплей и печать. Кроме того, Visulogger осуществляет контроль пересечения технологическими параметрами аварийных границ, задаваемых бурильщиком, и выдает их на видеотерминал в цифровом и аналоговом виде. Эта же фирма выпускает микропроцессорную систему контроля бурения Dritel-Scan III, контролирующую 25 технологических параметров процесса бурения. Результаты контроля, в том числе по верхнему и нижнему допустимым пределам, выводятся на видеотерминал и принтер.

Разработана система Data-Sentry, которая контролирует 35 параметров, сохраняет по каждому параметру 10-часовую историю, визуализирует данные в цифровом и графическом виде на видеотерминале, позволяет документировать данные в реальном времени и по окончании бурения, предупреждает о предаварийной ситуации.

Аналогичные характеристики имеет станция M/D-3200 фирмы Martin-Decker.

Многофункциональные компьютеризированные станции геолого-технологического контроля и оптимизации бурения в настоящее время получили широкое распространение. Фирма The Annlysts разработала компьютеризированную систему TCS, контролирующую процесс бурения и позволяющую выполнять гидравлические расчеты, определять параметры ликвидации газового выброса, рассчитывать d-экспоненту, стоимость 1 м бурения, осуществлять контроль наклонно-направленного бурения.

Фирма Gearhart разработала систему получения наземных данных каротажа SDL, которая обеспечивает контроль бурения, индикацию и регистрацию получаемых данных. Обработка данных ведется с помощью компьютера и комплекса прикладных программ реального времени. Программное обеспечение выполняет анализ и отображение данных в реальном времени, оптимизацию бурения с контролем сто-

имости, геологическую оценку пласта с оценкой пластового давления, контроль безопасного ведения буровых работ.

Фирма Aradzil Schlumberger разработала компьютеризированную систему контроля бурения The Advisor System, которая обрабатывает данные как с поверхностных, так и с забойных датчиков; программное обеспечение осуществляет в реальном времени и в неоперативном режиме обработку данных, контроль бурения, оценку эффективности механического бурения, оценку геологическую и пластового давления, контроль спуско-подъемных операций, траектории скважины, контроль скважины при глушении, гидравлические расчеты.

Фирма Varoid разработала и выпускает компьютеризированный вариант станции ADT-Computerized ADT. Станция выполняет контроль бурения и имеет пакет прикладных программ по гидравлическим расчетам для бурения и СПО, оценке пласта, расчету пластового давления и гидроразрыва, оптимизации режима бурения, глушению скважины при выбросе. Система обрабатывает показания технологических датчиков и хроматографа. Результаты лабораторного измерения геологических свойств раствора вводятся оператором вручную. Результаты обработки выводятся на видеотерминал и документируются.

Фирма Electronic Construction ServiceI выпускает станцию CDT UNIT, которая осуществляет контроль бурения, обработку, накопление и регистрацию получаемых с технологических датчиков и хроматографа данных, индикацию результатов на видеотерминале. Программное обеспечение решает следующие задачи: контроль работы долота с расчетом стоимости 1 м бурения, геологическую оценку пласта, расчет пластового давления, гидродинамические расчеты при бурении и СПО, контроль траектории скважин.

Фирмой Geoservice разработана и выпускается станция геолого-технологического контроля бурения ALS. Станция производит измерения, обработку, индикацию, распечатку и аналоговую регистрацию до 120 параметров. На экран видеотерминала одновременно индицируется до 31 параметра, данные документируются в цифровом и графическом виде. Данные по скважине накапливаются системой и доступны для дальнейшей обработки. Программное обеспечение состоит из четырех комплексов: обслуживание бурения (контроль работы долота, выбросов, искривления скважин, гидравлическая оптимизация), контроль АВПД (d-экспонента, а-каротаж и др.), газовый каротаж (газосодержание, хроматологический анализ и др.) и геология (оценка пласта по данным бурения, керну и т. д.). Этой же фирмой выпускается станция комплексного контроля бурения TDC. Система принимает и обрабатывает информацию с датчиков, контролирующих



параметры бурения, бурового раствора и данные газового каротажа; часть данных вводится в систему оператором через клавиатуру. Программное обеспечение TDC позволяет выполнять обработку поступающей информации в режиме реального времени и по мере накопления информации в перерывах между бурением. Результаты обработки выводятся на видеотерминал, устройство печати и графопостроитель. Система контролирует параметры процесса бурения и СПО, сигнализирует о возникновении осложнений, выполняет расчет гидравлических характеристик, обрабатывает данные газового каротажа, позволяет осуществлять определение зон АВПД, контроль газового выброса, отработки долота по стоимости 1 м бурения и траектории скважины. Имеется пакет для обработки данных скважинного каротажа и пластоиспытаний.

### **Контрольные вопросы**

1. Раскрыть сущность компьютеризации процесса бурения.
2. Задачи геолого-технологических исследований (ГТИ): перечислить.
3. Технологические задачи ГТИ.
4. Обязательные и дополнительные комплексы ГТИ.
5. Перечень датчиков обязательного комплекса исследований.
6. Перечень датчиков дополнительного комплекса исследований.
7. Монтаж датчиков комплексов (ТСС).
8. Пульт бурильщика: назначение, состав, функциональные особенности.
9. Комплекс КУБ-1: состав, принцип работы измерителей технологических параметров.
10. Комплекс СКУБ-М1: состав, назначение звеньев комплекса.
11. Информационно-измерительная система контроля и управления процессом бурения скважин «ЛЕУЗА-1»: назначение, состав.
12. Станция контроля процесса бурения «ЛЕУЗА-2»: назначение, состав.
13. Станция геолого-технологических исследований и контроля процесса бурения скважины «ГЕОТЕСТ-5»: назначение, состав.
14. Комплекс «ГЕОТЕК»: назначение, комплект датчиков.
15. Система «СГТ-микро»: датчики.
16. Система «ЗОЯ 1.1»: назначение, датчики.
17. Система «АМТ 100»: назначение, состав.
18. Комплекс «АМТ 121».
19. Станция «МЕГА-АМТ»: назначение, датчики.
20. Система «RT-LEUZA»: область применения, возможности.

---

---

## 6. ТЕЛЕСИСТЕМЫ СКВАЖИННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

### 6.1. Задачи скважинных измерений телесистемами

Задачи скважинных измерений системами, использующими каналы связи забой–устье, можно разбить на три основные группы:

- 1) оперативный технологический контроль за режимом бурения скважин с целью его оптимизации;
- 2) контроль направления бурения скважин с целью управления процессом направленного бурения по заданной траектории;
- 3) литологическое расчленение геологического разреза скважины, исследование параметров пластов, не искаженных проникновением фильтра промывочной жидкости в пласт, выделение пластов-коллекторов, прогнозирование зон аномальных пластовых давлений.

Имея с забоя данные о частоте вращения долота и истинной осевой нагрузке на долото, можно поддерживать режим таким образом, чтобы обеспечивалась максимальная механическая скорость проходки, следить за износом долота, не допуская критических режимов его работы.

В связи с все возрастающими объемами кустового, направленного и горизонтального бурения (в том числе для охраны окружающей среды), весьма актуальной становится проблема контроля за направлением ствола скважины в процессе ее бурения, проблема возможности управления этим процессом по намеченной программе. Комплекс измерительных датчиков контроля направления ствола скважины должен состоять из датчиков измерения угла наклона скважины, ее азимута. Для управления процессом направленного бурения измерительную систему оборудуют также датчиком положения отклонителя. Описанные две группы датчиков могут быть объединены в одной телеизмерительной системе для оптимизации процесса бурения скважин наклонно-направленного и горизонтального бурения.

В ряде случаев целесообразно в качестве дополнительной информации с забоя иметь данные о расходе промывочной жидкости с целью определения герметичности замковых соединений бурильного инструмента, изучения режима очистки забоя от шлама; целесообразно также измерять температуру на забое с целью изучения теплового режима бурения скважины.

Очень информативным параметром бурения является вибрация бурильного инструмента. Она характеризует как процесс разрушения горных пород, так и свойства разбуриваемых пластов (упругие характеристики, литологический состав и др.).

Измерение геофизических параметров в процессе бурения скважин позволяет получить сведения о литологическом составе и удельных электрических сопротивлениях пластов, не затронутых проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт, что дает возможность надежно выделять продуктивные горизонты, исключая их пропуск, а по изменению характеристик пластов – прогнозировать приближение зон аномально высокого или аномально низкого пластовых давлений, границ продуктивного пласта. Кроме того, наличие в измерительном комплексе геофизических зондов различной глубинности обеспечивает возможность измерений параметров пластов с целью изучения динамики образования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в призабойной зоне.

Измерение естественной радиоактивности горных пород, окружающих скважину, как правило, дает возможность провести литологическое расчленение разреза и в комплексе с электрическими характеристиками пласта – выделять границы пласта, расчленять разрез на отдельные пропластки. Как правило, контроль режима бурения осуществляется станцией геолого-технологических исследований по показаниям наземных датчиков. К ним относятся: измерение механической скорости бурения, веса на крюке, расхода промывочной жидкости и давления на стояке, газовый и люминесцентный и др. каротаж.

Данные геофизических исследований, полученные в процессе бурения могут служить в большинстве скважин надежным критерием интерпретации результатов с целью дальнейшего планирования работ на скважине (опробования объектов, отбора керна и др.). В этих случаях комплекс ГИС, проводимый аппаратурой на кабеле, может быть сокращен, соответственно уменьшено время на задалживание скважин для проведения ГИС.

Объединение перечисленных комплексов в единую телеизмерительную систему требует передачи большого объема информации и может быть реализовано только с каналом, обладающим высокой пропускной способностью.

Характерной особенностью телеизмерительных систем в процессе бурения является то, что выход из строя любого блока скважинной аппаратуры приводит к потере информации до конца рейса и требует извлечения глубинного прибора на земную поверхность для восстановления его работоспособности.

Повышенные вибрации, воздействие агрессивной и абразивной среды, удары, механические нагрузки на сжатие и растяжение, кручение, повышенные давление и температура – требуют разработки специальных мер защиты, применения износостойких высокопрочных материалов, прочных покрытий.

Учет специфических требований к скважинным информационно-измерительным системам различного назначения позволяет обеспечить необходимую надежность систем, продлить срок их эксплуатации в скважинных условиях. Особое значение имеет надежная работа при значительных вибрациях и механических нагрузках.

Таким образом, комплекс скважинных измерений в процессе бурения: скорости вращения режущего инструмента– долота, осевой нагрузки и крутящего момента, вибрации долота, расхода и температуры промывочной жидкости, угловых параметров траектории определяет технологический режим бурения, его оптимальность.

Регистрация естественной радиоактивности горных пород, измерение акустических и электрических свойств окружающих скважину горных пород в процессе бурения обеспечивают литологическое расчленение геологического разреза, определение насыщенности пласта, выделение зон аномальных пластовых давлений, пеленгации границ продуктивного пласта на наклонных пологих и горизонтальных участках бурения нефтегазовых скважин.

Группу приборов и систем, не требующих остановки бурения для получения информации о положении забоя, принято называть телеметрическими системами. По виду канала связи делятся на:

- с проводным каналом связи (по кабелю);
- по импульсам давления (связь в виде импульсов давления по столбу промывочной жидкости);
- акустические системы (распространение акустических колебаний по промывочной жидкости или металлу бурильных труб);
- с электромагнитным каналом связи по породе и по колонне бурильных труб;
- комбинированный канал связи.

## **6.2. Каналы связи забой–устье**

### **6.2.1. Проводной канал связи**

Проводной канал связи имеет следующие преимущества перед всеми известными каналами связи:

- максимально возможная информативность: быстроедействие, многоканальность, помехоустойчивость, надежность связи;
- отсутствие забойного источника электрической энергии и мощного передатчика;
- возможность двухсторонней связи;
- возможность подачи значительной электрической мощности для привода забойных механизмов (управляемого отклонителя, нагружателя и др.);

- возможность использования при работе с продувкой воздухом и с использованием аэрированного бурового раствора;
- отсутствие зависимости от удельного сопротивления горных пород.

Работы по созданию ЗТС с проводным каналом связи были обусловлены применением электробурения. Наиболее широкое распространение получила телеметрическая система типа СТЭ, разработанная Харьковским СКТБ «Потенциал» и институтом электромеханики при участии ВНИИБТ, использовавшая в качестве линии связи силовой кабель электробура. Система СТЭ позволяла производить измерения следующих параметров: зенитный угол, азимут, положение отклонителя, нагрузка на долото, число оборотов, крутящий момент. Большинство телесистем этого типа имели ресурс до 800 ч и межремонтный период до 100 ч.

Разработчики ВНИИБТ направили свои усилия на разработку ряда унифицированных телеметрических систем типа ЭТО (электропроводная телесистема для ориентирования) в модульном исполнении. Конструкция телесистемы ЭТО позволяет увеличивать число измеряемых параметров путем пристыковки дополнительных модулей к базовому модулю. Базовый модуль ЭТО-1 осуществляет передачу информации о направлении отклонителя по одножильному геофизическому кабелю. ЭТО-2 и ее модификации контролируют зенитный угол и положение отклонителя как по трехжильному, так и по одножильному кабелю. ЭТО-3 контролирует три основных траекторных параметра – зенитный угол, азимут, положение отклонителя по одножильному каротажному кабелю. ЭТО-4 включает кроме пространственных параметров траектории бурения модуль гамма-каротажа.

Телесистема ЭТО-4Т, состоит из спускаемого на электрическом кабеле забойного модуля, наземной аппаратуры для регистрации и отображения забойной информации, а также технологической оснастки для фиксации забойного модуля и проложения кабельной линии связи.

Лидером в разработке кабельных систем является ОАО НПФ «Геофизика».

В ОАО НПФ «Геофизика» разрабатываются и производятся: инклинометрическая забойная система с кабельным каналом связи КТС-1 с магнитометрическим многоточечным инклинометром «Оникс»; технологии и технические средства для ГИС в ГС «Горизонталь-1» с использованием геофизического кабеля, «Горизонталь-2» с использованием кабеля электробура, «Горизонталь-3» и «Горизонталь-4» на кабеле с доставкой на забой потоком промывочной жидкости или колонной специальных труб. Для промыслово-геофизических исследований в дей-

ствующих ГС АО НПФ «Геофизика» предлагает технологию и технологические средства «Горизонталь-5». «Горизонталь-5» обеспечивает проведение ПГИ с помощью стандартной аппаратуры, применяемой для исследования вертикальных скважин.

Для решения одной из актуальных задач по проводке боковых стволов в ОАО НПФ «Геофизика» разрабатывается компьютеризованная информационно-навигационная система (КИНС), состоящая из ориентатора ОРБИ-36, который позволяет производить измерения положения отклонителя относительно апсидальной плоскости скважины в процессе бурения с использованием в качестве канала связи геофизического кабеля.

Для контроля траектории скважин в состав КИНС должен входить компьютеризованный инклинометр ИММН36-100/40, предназначенный для измерения азимута, зенитного угла и положения отклонителя относительно магнитного меридиана и апсидальной плоскости. Замеры инклинометром должны выполняться во время остановки процесса бурения при наращивании бурового инструмента. Кроме того, инклинометр измеряет глубину по кабелю и производит ее коррекцию по магнитным меткам. Инклинометр состоит из скважинного и наземного приборов и ПЭВМ типа IBM (Notebook).

В ОАО НПФ «Геофизика» выполнена опытно-конструкторская разработка малогабаритной трехпараметровой инклинометрической телесистемы, обеспечивающей измерение азимута, зенитного угла скважины и угла положения отклонения с использованием современной компьютеризованной наземной регистрирующей системы и одножильного геофизического кабеля. В настоящее время рекламирует эту систему как телесистему инклинометрическую малогабаритную ОРБИ-3. Система проводит измерения со скоростью 1500 м/ч, осуществляет контроль глубины по коротажному кабелю с помощью сельсин-датчика.

Кабельные ЗТС (типа СТТ, КТС-1) применяются в основном в южных нефтегазодобывающих районах (Краснодар, Саратов и др.), имеют относительно небольшое распространение.

НПК «ТОБУС» разработала оригинальный метод бурения горизонтальных скважин, включающий специальные отклонители и компоновки, изготовленные на базе винтовых забойных двигателей российского производства, инклинометрическую систему типа СТТ с кабельным каналом связи и комплект технических приспособлений. Метод бурения горизонтальных скважин по технологии «ТОБУС» основан на использовании в КНБК центраторов и децентраторов с упругими опорными планками, что позволяет осуществлять проводку стволов горизонтальных скважин по расчетным траекториям в различных горно-геологических условиях. В комплекс горизонтального бурения также входит муфта шарнирная,

соединяющая направляющую штангу компоновки или отклонитель с бурильной колонной. Данный метод не требует постоянного вращения бурильной колонны для проводки прямолинейных участков ствола, что существенно упрощает способ бурения горизонтальных скважин по сравнению с западными методами и позволяет применять, без снижения надежности, отечественный бурильный инструмент.

### **6.2.2. Телесистемы с гидравлическим каналом связи**

Широкое распространение гидравлического канала связи для передачи информации вызвано следующими его преимуществами:

- гидравлический канал связи является естественным каналом связи, так как в нем в качестве канала связи используется столб бурового раствора в бурильной колонне, а следовательно, не требуется дополнительных затрат на организацию канала связи;
- гидравлический канал связи обладает большой дальностью действия.

Первые телеметрические системы, разработанные в начале 1960-х гг. во ВНИИБТ, представляли собой механические устройства, привод которых был конструктивно связан с валом турбобура. К таким телеметрическим системам относятся гидротурботахометры ГТН-2, ГТН-3, ГТН-4, ГТН-ПН, ИЧТ, которые в то время являлись единственными телеметрическими приборами, обеспечивающими непрерывный телеконтроль режима работы турбобура. Гидротурботахометры успешно использовались как при бурении опорно-технологических скважин и обычных скважин, так и при бурении сверхглубоких скважин (Кольская сверхглубокая СГ-3 и Саатлинская СГ-1).

Первая в нашей стране более совершенная телеметрическая система с гидравлическим каналом связи для наклонно направленного бурения под названием СНБ (сигнализатор направления бурения), а затем ГИТ (гидравлическая инклинометрическая телесистема), позволяла осуществлять контроль за азимутом, зенитным углом и направлением действия отклонителя.

С 1982 г. началось широкое внедрение усовершенствованного варианта телесистемы под шифром «Индикатор частоты вращения вала турбобура ИЧТ» в производственных объединениях Белоруснефть, Ноябрьскнефтегаз, Укрнефть Сургутнефтегаз, Каспморнефтегазпром. При применении «Телесистемы ИЧТ» были получены высокие показатели бурения: достигнуто увеличение механической скорости и проходки на долото по Западной Сибири.

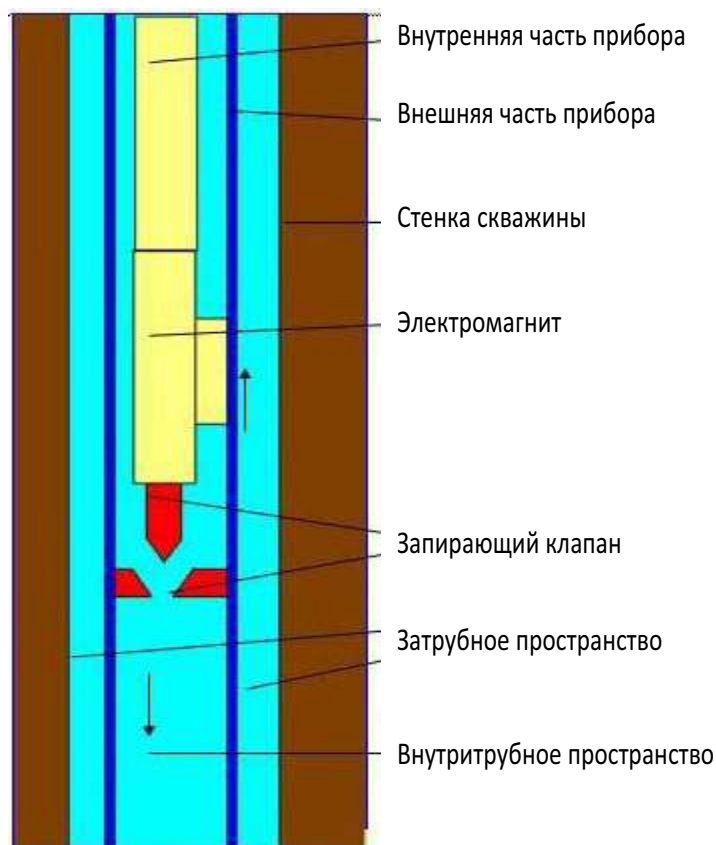
В настоящее время разработкой телесистем с передачей информации по гидравлическому каналу связи занимается НИИ ТС «Пилот» (г. Уфа), которому удалось создать экспериментальный образец телесистемы, осуществляющей контроль процесса бурения.

За рубежом в области каротажа в процессе бурения наиболее успешно работают фирмы Schlumberger, Halliburton (США), Sperry-Sun (Великобритания), Baker Hughes, Teleco, Eastman Cristensen (США), Эти фирмы в конце восьмидесятых годов разработали и используют телесистемы MWD с гидравлическим каналом связи, позволяющие осуществлять оперативный контроль за траекторией скважин путем измерения инклинометрических параметров, некоторых технологических и в ряде случаев ГК и КС.

В настоящее время зарубежные фирмы разрабатывают и предлагают системы LWD с гидравлическим каналом связи с набором методов, не уступающим системам каротажа на кабеле. Как правило, эти системы состоят из отдельных модулей, каждый из которых имеет ЗУ в скважинном приборе, позволяющее запоминать скважинные данные во время работы прибора. Кроме того, информация о пластах передается в реальном времени по каналу связи на поверхность. В настоящее время разработаны и широко используются системы с так называемыми «положительными» и «отрицательными» импульсами. Их отличиями является то, что при «положительных» импульсах (рис. 6.1) происходит перекрытие внутритрубного пространства клапаном, что приводит к повышению внутритрубного давления, этот всплеск (на 0,7 с) давления и является импульсом основного сигнала, который фиксируется датчиком давления, установленным в манифольд, а далее наземной аппаратурой, входящей в комплект телесистемы. В случае с «отрицательными» импульсами (рис. 6.2), клапан открывается и выпускает буровой раствор в затрубное пространство, и при этом происходит падение (на 0,7 с) давления. Регистрация импульса происходит таким же образом.

Актуальным и перспективным направлением деятельности зарубежных фирм стала разработка систем «геонаправления», при которых выбор и корректировка траектории скважины производится на основе геологических данных о пласте, полученных в реальном времени. В таких системах измерительные датчики располагаются вблизи от долота, в отличие от систем предшествующего поколения, где датчики отстоят от долота на 9...30 м.



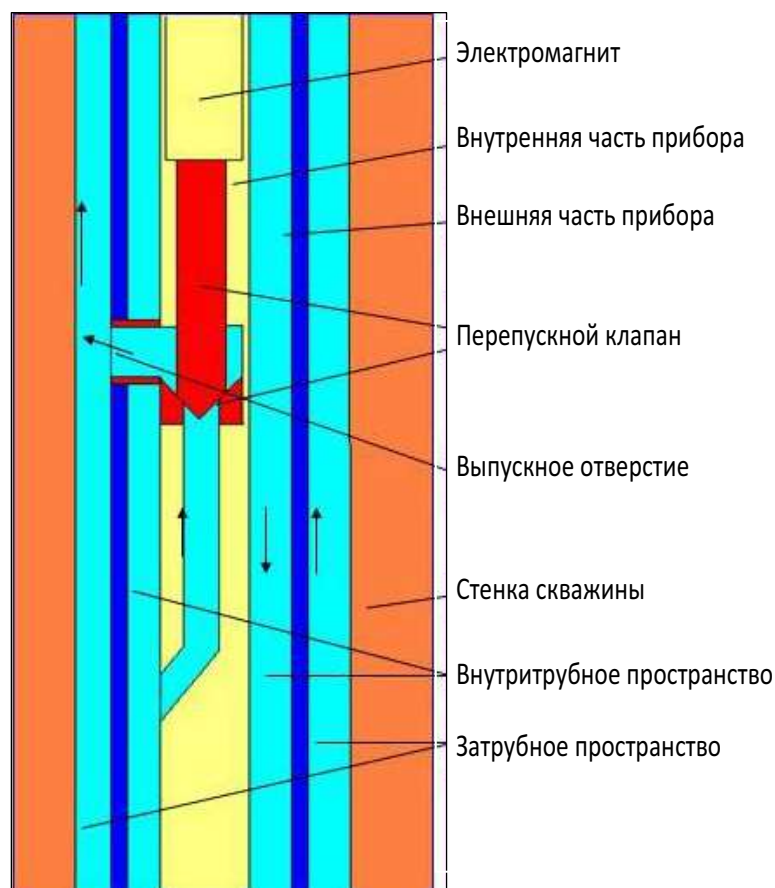


*Рис. 6.1. Устройство передачи сигнала (с положительным импульсом) в системе с гидравлическим каналом связи*

Примером таких телесистем является новый прибор MWD фирмы Halliburton Strata Tracher (TM), первый в промышленности малогабаритный прибор, измеряющий гамма-излучение с азимутальным сканированием и отклонение на долоте, динамическую и статическую инклинометрию и измерение скорости вращения долота. Измерения датчика обрабатываются до передачи через «короткую линию» на отдельный модуль, расположенный в КНБК над двигателем. Передача производится по электромагнитному каналу связи. Верхний модуль соединяется с высокоскоростным инклинометром PathFinder™ для передачи данных на поверхность в реальном масштабе времени по гидравлическому каналу связи.

Фирма Baker Hughes INTEQ также обладает более чем пятнадцатилетним опытом в проведении MWD в любых буровых условиях на месторождениях по всему земному шару, имеет в своем распоряжении полную серию систем MWD как для контроля направления, так и для оценки пласта, рассчитанных на температуру 125...150 °C и давление 140 МПа: навигационные приборы MWD малого диаметра Teleco Navigamma и Teleco Navitrac, навигационные приборы MWD большого диаметра —

Navigator, Teleco DDG и DG, приборы для проведения каротажа в процессе бурения Teleco MDL, MNP и DPR, образующие комбинированный прибор Triple Combo, а также прибор, сочетающий навигационную систему Navitrac с измерением сопротивления – NaviMPR и прибор Teleco RGD™ для измерения удельного электрического сопротивления в комбинации с измерением инклинометрических параметров и ГК.



*Рис. 6.2. Устройство передачи сигнала (с отрицательным импульсом) в системе с гидравлическим каналом связи*

Фирма Schlumberger также рекламирует новый прибор Slim Access, транспортируемый на трубах в повторно разбуриваемую скважину диаметром 95 мм с резкими изменениями направления ствола величиной 40 град. 30 м. Применение этого прибора сэкономило фирме Albert Energy Co суточное время при каротаже трудного участка скважины ниже колонны бурильных труб с открытыми концами.

Одним из примеров технических решений по совершенствованию гидравлического канала связи является заявленный фирмой Schlumberger помехоустойчивый генератор интенсивных импульсов давления для системы MWD.

В системе обеспечивается максимизация интенсивности сигналов при минимальной вероятности искажений сигналов, обусловленных частицами, взвешенными в буровом растворе. В системе используется модулятор, содержащий статор с отверстиями, через которые протекает буровой раствор, и ротор, вращающийся относительно статора. В результате генерируются импульсы давления (патент США 6219301).

### **6.2.3. Акустический канал связи**

Системы с акустическим каналом связи используют звуковые колебания, распространяющиеся в скважине по промывочной жидкости, колонне буровых труб или окружающей породе. Соответственно этому они подразделяются на три вида: гидроакустические, акустомеханические и сейсмические.

Из трех видов ЗТС с акустическим каналом связи сейсмические системы применяются пока только для пассивного контроля координат забоя. Из-за недостаточной точности определения положения забоя (десятки метров) они еще находятся на стадии научных и экспериментальных исследований.

Сложность и многообразие свойств гидроакустического канала в скважине обусловили его слабую изученность. До настоящего времени ЗТС с гидроакустическим каналом связи на практике не использовались. Одной из центральных проблем в создании гидроакустического канала является разработка низкочастотного (до 100...200 Гц) излучателя, способного эффективно возбуждать колебания внутри колонны буровых труб в скважине.

В 1993 г. в Акустическом институте им. акад. Н.Н. Андреева по заданию ЗАО НПК «Геоэлектроника сервис» в рамках НИР «Скважина-ЗТС» и НИР «Горизонталь» была разработана экспериментальная аппаратура передачи информации (АПИ) по гидроакустическому каналу в скважине для забойной телеметрической системы ЗТС-ГАК. Система ЗТС-ГАК предназначалась для нахождения параметров ориентации ствола наклонно направленной или горизонтальной скважины, а также сервисных параметров, отражающих условия ее работы непосредственно в процессе бурения.

В 1998 г. по предложению НПК «Геоэлектроника сервис» экспериментальный образец аппаратуры для передачи информации по гидроакустическому каналу связи АПИ был модернизирован. Проведены скважинные испытания АПИ совместно с филиалом «Оренбурггаз» на одной из бурящихся скважин Оренбургского месторождения. Акустические сигналы принимались без прокачки раствора с глубины 1000 м, с

прокачкой – с глубины 200 м. Предварительно установлено, что каналом передачи информации, помимо промывочной жидкости, могла быть и сама бурильная колонна. В целом результаты разработки и испытаний экспериментального образца аппаратуры АПИ показали, что гидроакустический канал может быть использован как высоконадежное и недорогое средство связи, в частности, в ЗТС с комбинированным каналом.

Среди зарубежных телесистем практически не встречаются телесистемы с акустическим каналом связи, однако в настоящее время фирма Schlumberger предложила передачу акустических сигналов в процессе бурения скважин. Характерной особенностью предлагаемой телесистемы является ее независимость от параметров бурового раствора, так как акустический сигнал распространяется по трубам и только на дневной поверхности он трансформируется в электромагнитные колебания. Устройство включает в себя полую штангу, на которой располагаются датчики, помещенную в буровую трубу и связанную с ней с помощью механических и электрических контактов.

#### **6.2.4. Электромагнитный (беспроводный) канал связи**

Работами С.Я. Литвинова, И.К. Саркисова (1959 г.), Е.А. Работами С.Я. Литвинова, И.К. Саркисова (1959 г.), Е.А. Полякова (1962 г.), О.П. Шишкина (1962 г.) была установлена возможность использования колонны бурильных труб в качестве электрического канала для передачи информации с забоя на земную поверхность.

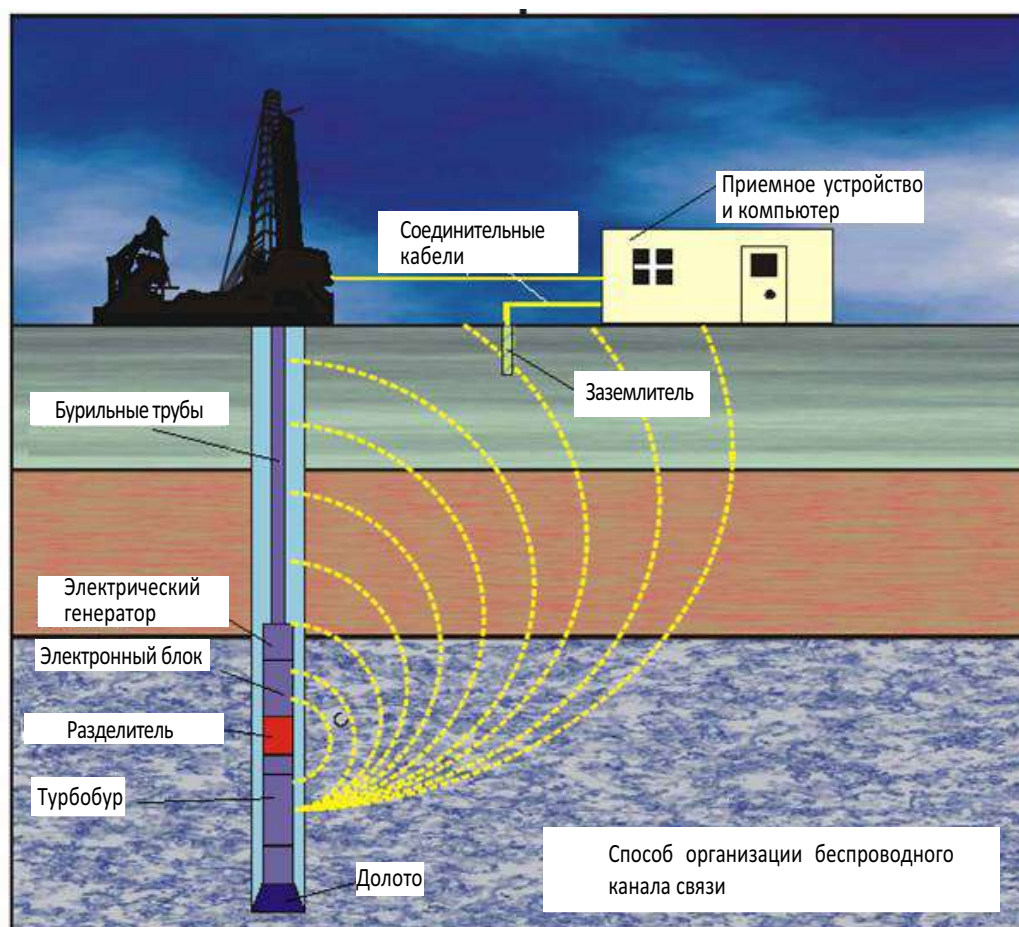
Беспроводной электромагнитный канал связи использует колонну бурильных труб в качестве одного из проводов линии передачи, по простоте конструкции глубинных и наземных устройств, пропускной способности является наиболее перспективным при организации устойчивой связи забой-устье при турбинном и роторном бурении скважин (рис. 6.3).

По сравнению с гидравлическим каналом электромагнитный канал связи обладает следующими преимуществами:

- повышенная надежность деталей забойных устройств, контактирующих с абразивным потоком бурового раствора;
- простота в управлении, возможность обратной связи.

Дальность действия электромагнитного канала связи сильно зависит от удельного электрического сопротивления окружающих пород: в низкоомных разрезах (Западная Сибирь) сигнал сильно шунтируется и затухает, в высокоомных (мощные пласты соли в Оренбурге, Перми) передающий диполь телесистемы электрически изолирован пластами и сигнал проходит плохо. Но они обладают и существенными преимуще-

ствами: они на порядок дешевле, менее требовательны к качеству бурового раствора и могут использоваться в условиях, где гидроканал не работает.



*Рис. 6.3. Способ организации электромагнитного (беспроводного) канала связи*

Вместе с тем электромагнитный канал связи обладает и некоторыми недостатками, такими как ограничение дальности действия свойствами геологического разреза, ее зависимость от материала бурильных труб, а также отсутствие возможностей исследования в море и в соленосных отложениях, достаточно высокая сложность электронного управляющего блока.

Лидером в разработке бескабельных систем является ОАО НПП «ВНИИГИС». В 1969 г. на основе технических решений аппаратуры БЭТА-1 разработана аппаратура КУБ-1, предназначенная для проведения электрического каротажа в процессе турбинного бурения. В последующее десятилетие во ВНИИГИС разработана телеметрическая система ЗИС-1 для автоматического контроля за направлением скважин в процессе бурения и телеизмерительная система «Забой» для измерения

в процессе бурения нефтяных и газовых скважин геофизических и технологических параметров.

С 1991 года разработанные во ВНИИГИС забойные телесистемы с беспроводным электромагнитным каналом связи типа ЗИС-4 используются в производственном режиме для проводки горизонтальных скважин. В последующий период во ВНИИГИС продолжают работы по совершенствованию телесистемы ЗИС-4 и разрабатываются новые малогабаритные телесистемы с беспроводным электромагнитным каналом связи. С января 1999 года началась эксплуатация первой промышленной партии малогабаритной телесистемы ЗТС54-ЭМ при проводке горизонтальных и наклонно-направленных боковых стволов малого диаметра в Туймазинском УБР АНК «Башнефть». С этого времени проведено более 130 боковых стволов, в том числе 10 горизонтальных, максимальная протяженность которых составляет 250 м.

Параллельно с выпуском телесистем ЗТС54-ЭМ во ВНИИГИС разработана более совершенная телесистема ЗТС-42ЭМ с диаметром модулей 42 мм. Эта телесистема, также как и первая, может оснащаться дополнительным модулем и надолотным модулем.

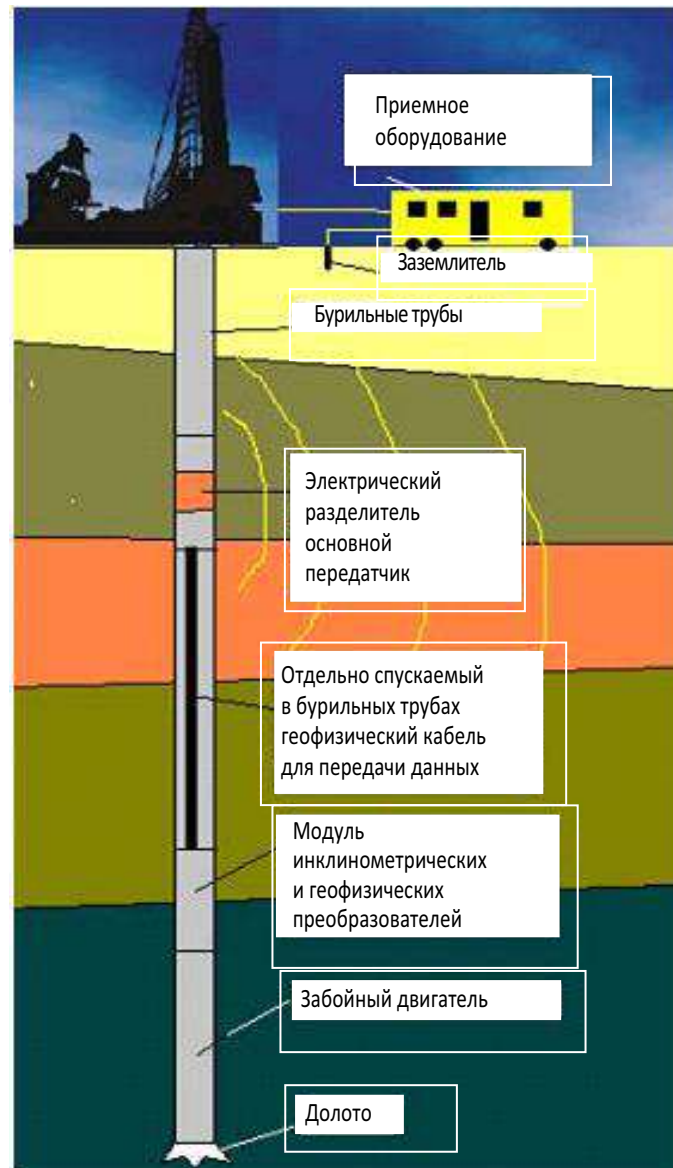
#### **6.2.5. Комбинированный канал связи**

Комбинированный канал связи это сочетание различных по своей физической сущности каналов связи скважинного прибора с наземной регистрирующей и обрабатывающей аппаратурой. На рис. 6.4. показан способ организации комбинированного канала передачи данных.

Его использование, несмотря на определенные дополнительные затраты, позволяет избежать недостатков, присущих проводному, с его сложностью монтажа, но обладающего значительной пропускной способностью, и электромагнитному с его простотой в эксплуатации, но ограниченного в дальности действия в условиях низкоомных разрезов.

Следует заметить, что использование того или другого вида канала связи определяется геолого-техническими условиями проводки скважин.

Так, например, требование к надежности работы гидравлического канала диктует необходимость тщательной очистки бурового раствора от абразивного материала (не более 1–2 % песка), что вызывает определенные трудности в очистке промывочной жидкости при проводке скважины в суровых климатических условиях. В то же время ограничено применение гидравлического канала при наличии в буровом растворе газа (воздуха и др.), что исключает его использование при бурении скважин на аэрированных растворах.



*Рис. 6.4. Способ организации комбинированного канала передачи данных*

Сочетание гидравлического и электромагнитного канала, гидроакустического и проводного, электромагнитного и проводного могут быть реализованы в различных телеметрических системах и расширяют область решаемых геологических и технических задач телеизмерительными системами при проводке и эксплуатации горизонтальных скважин.

Способы расчета комбинированного канала связи используют описанные ранее приемы и программы для отдельных видов каналов связи, и, в каждом конкретном случае, можно выбрать оптимальный вариант системы (табл. 6.1).



Таблица 6.1

*Варианты комбинирования каналов связи с забоем*

Цель комбинации	Комбинация каналов	Результат комбинации
Увеличение дальности канала и пропускная способность канала	кабель + электромагнитный канал	увеличивается дальность и пропускная способность, усложняется система
Увеличение пропускной способности канала	кабель + акустический канал	усложняется система, работает при остановке бурения
«	кабель + гидроакустический канал	увеличивается дальность и пропускная способность
Увеличение дальности действия электромагнитного канала	применение ретрансляторов	увеличивается дальность и пропускная способность электромагнитного канала, усложняется система

**6.3. Базовая схема стандартной телесистемы СГК**

На схеме (рис. 6.5) показана телеметрическая система для измерений в процессе бурения «Ориентир» полностью, с вариантами наземной и забойной аппаратуры с применением *гамма-каротажа*. Рисунок демонстрирует блочный характер системы, что позволяет простой демонтаж на отдельные компоненты, облегчая перевозку и обслуживание.

С точки зрения эксплуатации, система «Ориентир» в полной мере обладает всеми необходимыми качествами, позволяющими ее применение в ходе разного рода буровых операциях. Вот некоторые из этих качеств.

С помощью единого передатчика *стандартной системы* можно вести работы во всех размерах КНБК, от самых больших (241 мм) и до минимальных наружных диаметров (до 121 мм). Система, являющаяся частью скважинного бурового комплекса, рассчитана на применение бурильщиками направленного бурения или операторами по моторам/турбинам.

Небольшая длина прибора создает минимальные ограничения в бурильной колонне, что с гибкостью вариантов с меньшим наружным диаметром делает систему идеально применимой в горизонтальных скважинах, скважинах со вторым стволом, многоствольных скважинах, в скважинах малого диаметра и при бурении в особо малых радиусах (интенсивность искривления до 3,3 град./метр при наращивании и бурении двигателем или до 1,65 град./метр при роторном бурении).

Система блочной конфигурации, мала и компактна, все важнейшие компоненты подлежат транспортировке вертолетом. Монтаж и испытания системы очень просты и осуществимы в промысловых условиях в



малых временных интервалах и не требует многочисленного обслуживающего персонала.

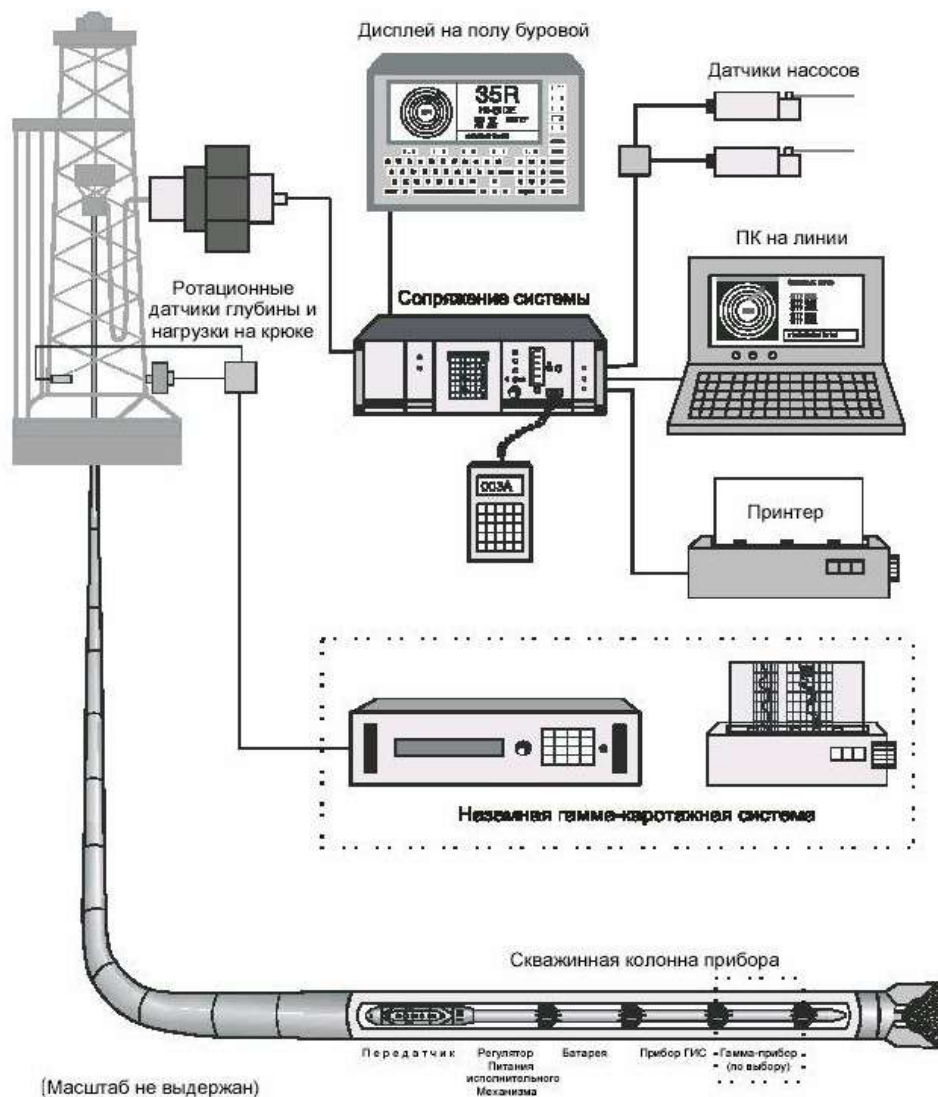


Рис. 6.5. Телеметрическая система для измерений в процессе бурения «Ориентир»

#### 6.4. Система забойная инклинометрическая ЗИС-4

Система забойная инклинометрическая ЗИС-4 предназначена для измерения на забое и индикации на поверхности земли азимута и зенитного угла ствола наклонно-направленной скважины, угла установки отклонителя, частоты вращения долота в процессе турбинного бурения.

ЗИС-4 используется при бурении скважин турбобурами в геологических средах, не имеющих магнитных аномалий.

ЗИС-4 обеспечивает измерение:

- зенитного угла от 0 до 90°
- азимута от 0 до 360°
- угла установки отклонителя от 0 до 360°
- частоты вращения долота от 10 до 1500 об/мин

В состав ЗИС-4 входят скважинный прибор и наземный приемник.

Габаритные размеры скважинного прибора: длина 9613 мм, диаметр  $(170 \pm 8)$  мм.

Принцип действия поясняется на рис. 6.6.

При подаче напряжения между турбобуром 7 и буровой колонной 1, электрически разделенных изолирующей вставкой 3, происходит растекание тока по окружающей скважину породе.

Часть тока течет по поверхности, ее можно обнаружить, подключив вход приемника к буровой и к приемному заземлителю 5, установленному на расстоянии 50–150 м от буровой.

Прием информации, ее обработка, индикация на световом табло, и регистрация на стандартных ЦПУ осуществляется приемником.

Скважинный прибор содержит в себе первичные преобразователи: устройство кодирования и передачи информации (передающее устройство) и генератор переменного тока.

Сигнал снимается между заземлителем и буровой установкой и подается на вход приемника.

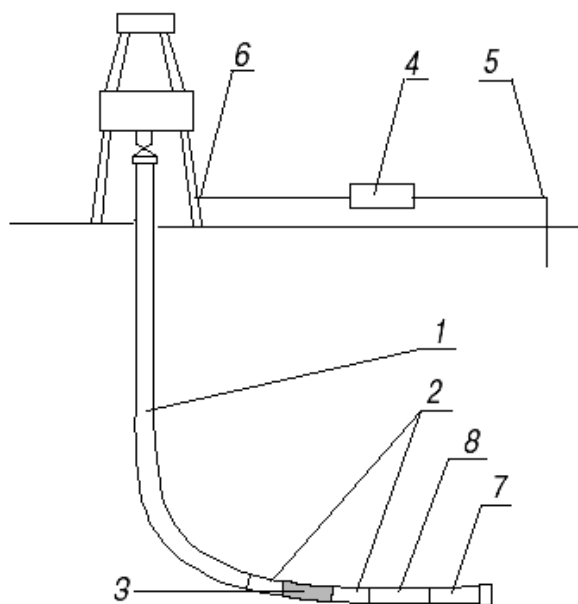


Рис. 6.6. Схема системы ЗИС-4:

1 — буровая колонна; 2 — инклинометр (скважинный прибор) с электроизолирующей частью 3; 4 — наземный приемник; 5 — заземлитель; 6 — струбина; 7 — турбобур; 8 — немагнитная часть

В табл. 6.2 приведены сравнительные характеристики некоторых каналов связи.

Таблица 6.2

Показатели	ЗИС-4М (СИБНА-Тюмень)	ЗИС (ГЕОФИТ-Томск)
Диаметр прибора, мм	170	170
Длина прибора, м	6	6
Максимальная рабочая температура, град.	100	110
Расчетное давление, Мпа	60	60
Диапазон глубин, м	5000	3000
Источник питания	автономный турбогенератор	автономный турбогенератор
Диапазон измерения: зенитный угол, град азимут, град Угол установки отклонителя, град Частота вращения долота, об/мин	0–90 0–360  0–360 10–1500	0–120 0–360  0–360 10–1500
Канал связи	беспроводный электромагнитный	беспроводный электромагнитный
Количество измеряемых параметров	5	5

### 6.5. Система забойная инклинометрическая СИБ-1М

Система забойная инклинометрическая предназначена для измерения на забое и в стволе скважины и индикации на поверхности земли параметров зенитного угла и азимута наклонно-направленной скважины, угла установки отклонителя.

Система применяется при следующих технологических операциях турбинного бурения:

- для ориентирования отклонителя на забое при необходимости изменения азимута ствола скважины или его зенитного угла;
- для ориентирования отклонителя на забое в вертикальных скважинах с зенитным углом не менее 3,2 град. при зарезке скважины по заданному проектом направлению;
- для определения угла закручивания бурильной колонны реактивным моментом забойного двигателя при бурении вертикальных и наклонно-направленных скважин;
- для промеров параметров ствола скважины в режиме сопровождения забойного двигателя и проведения статических замеров параметров ствола.

Комплекс используется при бурении скважин турбобурами в геологических средах, не имеющих магнитных аномалий.

Комплекс обеспечивает:

- диапазон измерения зенитного угла: от 3 до 120 град;
- диапазон измерения азимута: от 0 до 360 град;
- диапазон измерения угла отклонителя: от 0 до 360 град.

Пределы допускаемого значений основной абсолютной погрешности измерения статических значений параметров:

- 1) зенитного угла  $\pm 30'$ ,
- 2) азимута  $\pm 4$  град.,
- 3) угла установки отклонителя  $\pm 4$  град.

Предел допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерения угловых параметров от изменения температуры окружающей среды не более 0,1 % на 10 °С.

Предел допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерения зенитного угла от изменения вибраций не более 2,5 %.

Чувствительность приемника не менее 250 мкВ.

Расход трансформаторного масла, залитого во внутренний объем генератора переменного тока, не более 0,25 л на 50 ч работы в скважине.

Расход бурового раствора не менее 30 л/мин.

Комплекс состоит из *комплекта наземного оборудования*, расположенного в станции (либо на автомобиле, либо стационарно в вагоне) и *комплекта погружного оборудования* в зависимости от выбранной оператором компоновки, опускаемой в скважину.

В состав *наземного оборудования* входят: приемник; блок запитки навесных датчиков; переговорное устройство; фильтр электрических сигналов; рабочее место технолога состоящее из персонального компьютера, принтера и блока питания; комплект кабелей связи и запитки станции; комплект инструмента и оснастки для сборки и проверки телесистемы; устройство прокрутки генератора; комплект измерительных приборов; имитатор генератора; комплект навесных датчиков. Комплекс наземного оборудования в настоящее время используется совместно с комплексом управления бурения КУБ-01, может работать и автономно.

В состав *погружного оборудования* входит скважинный прибор, включающий в себя главные элементы: немагнитный переводник; турбогенератор скважинный.

*Принцип действия комплекса.* При подаче напряжения между турбобуром и буровой колонной электрически разделенных изолятором происходит растекание тока по окружающей скважину породе. Часть тока течет по поверхности, ее можно обнаружить, подключив вход при-

емника к буровой и к приемному заземлителю (антенне), установленному на расстоянии 20–150 м от буровой.

Для увеличения дальности действия, а так же повышения скорости передачи информации применена система связи с шумоподобными сигналами с последующей корреляционной обработкой их на согласованных фильтрах. Прием информации, ее обработка осуществляется приемником. Регистрация и отображение полученной информации осуществляется на РМТ, куда также поступает информация от КУБ-01 о работе буровой (параметры бурения).

*Скважинный прибор (СП)* предназначен для первичного преобразования информации о текущем положении бурового инструмента, кодировки и ее передачи. СП содержит в себе первичные преобразователи угла отклонителя, зенита и азимута, расположенные в блоке датчиков (БД), устройства кодирования и передачи информации (передатчика), конструктивно расположенного в блоке коммутатора (БК), и генератора переменного тока.

*Первичный преобразователь угла установки отклонителя* выполнен на СКТ (синусно-косинусных вращающихся трансформаторах), напряжение на вторичных обмотках пропорционально соответственно синусу и косинусу угла поворота вала. С валом СКТ жестко связан маятниковый груз, причем вал СКТ параллелен оси скважины, поэтому при повороте прибора вокруг оси изменяются выходные напряжения СКТ (вал СКТ неподвижен, удерживается грузом, вращается статор, закрепленный в корпусе прибора).

На маятниковом грузе преобразователя угла установки отклонителя размещен первичный преобразователь зенитного угла, выполненный также на основе СКТ, на валу которого закреплен груз. Вал СКТ преобразователя зенитного угла всегда параллелен горизонтальной плоскости и удерживается в таком положении за счет маятникового груза преобразователя угла установки отклонителя. При изменении зенитного угла ротор СКТ зенитного угла поворачивается относительно статора, и выходные напряжения изменяются (аналогично преобразователю угла установки отклонителя).

*Первичный преобразователь азимута* представляет собой пару взаимно перпендикулярных феррозондов, расположенных конструктивно так, что их оси всегда находятся в горизонтальной плоскости. Феррозонды дифференциального типа работают на второй гармонике. Выходные напряжения вторых гармоник феррозондов пропорциональны синусу и косинусу углов поворота феррозондов относительно магнитного меридиана.

Напряжения, получаемые с выходов обмоток СКТ и феррозондов, преобразуются в фазу, затем в длительность импульсов. Полученные интервалы заполняются импульсами стабильной частоты, где число импульсов в интервале соответствует измеряемому углу.

Для передачи информации используются несущие частоты 10 и 5 Гц (частота устанавливается переключкой в коммутаторе), модулированные по фазе шумоподобными сигналами (ШПС – называются сигналы, корреляционная функция которых подобна корреляционной функции шума, т. е. представляет собой короткий импульс). Фаза несущей изменяется на  $180^\circ$  при каждой смене ШПС (фазовая манипуляция).

Усредненное за 128 периодов измеренное значение углов записывается в двоичный счетчик, с выходов которого подается на преобразователь кода, который преобразует простой двоичный код в ШПС. Очередность передачи соответствующих разрядов, синхронизация и формирование цикла измерения, подача напряжения питания на соответствующие преобразователи осуществляется микропроцессором.

Каждому трехразрядному простому коду соответствует свой ШПС. Наличие единицы в старшем, 4-м разряде простого кода меняет код ШПС на обратный (единицы вместо нулей в последовательности символов ШПС и т. д.).

Код ШПС управляет тиристорным инвертором тока, который коммутирует напряжение генератора тока на нагрузку. Нагрузкой инвертора тока является диполь, который представляет собой часть компоновки инструмента находящейся ниже СП.

*Приемник.* Сигнал снимается между заземлителем (антенной) и буровой установкой и подается на пассивный фильтр с частотой среза 20 Гц. Уровень сигнала на входе может изменяться от единиц вольт (на малых глубинах) до сотен микровольт (на максимальных глубинах бурения). Поэтому перед входным усилителем установлен ограничитель напряжения. После входного усилителя сигнал фильтруется на внутреннем активном фильтре, далее формируются из входного сигнала прямоугольные импульсы и поступают на схему обработки.

В схеме обработки вычисляется корреляционная функция символа посылки. Это увеличивает помехоустойчивость системы к воздействию импульсных и шумовых помех. Далее на схеме обработки производится корреляционная обработка, без снятия модуляции, выделяются моменты корреляционных максимумов информационных ШПС строго синхронизированных во времени с максимумом функции корреляции синхропоследовательности (для выделения основного максимума информационного кода применено временное стробирование по приходу синхропоследовательности, по заднему фронту корреляционного максимума).

С целью исключения необходимости подстройки фазы принимаемого сигнала использованы асинхронные фильтры. Далее поступившие сигналы дешифруются, запоминаются, распределяются программным устройством по каналам измерения (зенит, азимут, отклонитель, число оборотов турбогенератора и т. д.). Полученная информация поступает на контролер связи, куда так же приходит информация о параметрах бурения от комплекса КУБ-01. Эта информация поступает на РМТ, где программой оболочкой ZIS KUB выводится на экран в таблично-графическом виде.

Программа обеспечивает введение поправки к углу установки отклонителя, в случае несоответствия метки «0» отклонителя и метки отклоняющего устройства, коррекцию с помощью тарифовочной таблицы приборных и реальных значений БД. С целью упрощения работы системы в моменты набора кривизны (при угле менее 3,2 град.) введено автоматическое суммирование угла установки отклонителя и азимута.

*Скважинный прибор* представляет собой патрубок, заканчивающийся резьбами 3-147 для установки в компоновку бурильной колонны. Конструктивно СП состоит из забойного инклинометра и немагнитного переводника либо переводника. Назначение немагнитного переводника – устранение влияния турбобура как намагниченного ферромагнитного тела на чувствительный элемент преобразователя азимута. Немагнитный переводник представляет собой укороченную ЛБТ.

*Забойный инклинометр* состоит из турбогенератора, электронного блока, защищенного охранным кожухом. Механические нагрузки несет корпус (изолятор), который служит электрическим разделителем.

*Изолятор АХА* предназначен для электрического разобщения верхней и нижней частей бурильной колонны для подачи сигнала передатчика в породу.

Изолятор представляет собой УБТ, собранную с переводниками и изолированную изнутри и снаружи стеклопластиком. Разделяющий элемент выполнен в виде резьбовой прокладки из стеклопластика, зажатой между специальными коническими резьбами двух верхних переводников. От взаимного поворота их фиксирует гильза, закрепленная на одном из переводников и упирающаяся скошенным торцом через изолятор в скошенный торец другого переводника. Толщина резьбовой прокладки из стеклопластика 1,2–1,5 мм.

*Турбогенератор.* Назначение турбогенераторов АХА 3.110 и А02ГС – обеспечение электрическим питанием электронного блока СП и энергией для передачи сигнала на поверхность. Турбогенератор представляет собой электрическую машину переменного тока с ротором из постоянных магнитов с неявно выраженными полюсами. Одна из обмо-

ток используется для питания электронного блока, другая – для питания коммутатора передатчика. Ротор приводится в движение потоком раствора четырьмя ступенями турбин от серийного турбобура ТСН.

*Технические характеристики генераторов АХА 3.110, А02ГС*

Максимальный расход раствора, л/мин.....	32
Рабочие обороты при расходе 32, л/мин .....	1500–1800
Напряжение обмотки (1,2; 3,4) при 1500 об/мин, В .....	> 42

*Инклинометр* (скважинный прибор – СП) состоит из коммутатора (БК), защищенного от загрязнений при сборке и разборке кожухом, коммутатор подвешен на амортизаторах и блока преобразователей (БД), защищенного от ударных и вибрационных нагрузок пружинно-резиновыми амортизаторами. БД устанавливается в ложемент (лыжа) которая с помощью резьбового соединения соединяется с БК. На торце БК закрепляется гайка-наголовник для обеспечения контакта инклинометра с породой, гайкой инклинометр крепится к охранным кожуху. Штырь на торце БК служит для фиксации положения инклинометра. Шасси с закрепленными амортизаторами служит для размещения плат СП и других элементов электронной схемы. С верхней стороны коммутатор заканчивается разъемом для подключения к кабелю соединяющего его с турбогенератором, с нижней – разъемом для подключения БД.

### **Контрольные вопросы**

1. Задачи скважинных измерений.
2. Состав телеизмерительной системы.
3. Проводной канал связи.
4. Гидравлический канал связи.
5. Акустический канал связи.
6. Электромагнитный канал связи.
7. Комбинированный канал связи.
8. Инклинометрическая система ЗИС-4.
9. Инклинометрическая система СИБ-1М.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка и внедрение средств механизации и контрольно-измерительной аппаратуры в практику сооружения скважин на нефть и газ было первоначальным этапом в решении вопроса повышения эффективности и качества работ.

Была подготовлена база для реализации известных требований практики:

- автоматизация контроля технологических параметров и автоматический их выбор для оптимизации процесса бурения;
- получение дополнительной геологической информации в процессе бурения;
- распознавание нештатных ситуаций в процессе бурения (обрыв буровых труб, износ ПРИ и др.);
- накопление и сохранение информации в форме, не требующей больших дополнительных затрат времени и средств на ее предварительную обработку.

В дальнейшем разрабатывалась комплексная аппаратура и буровые автоматические системы подачи долота, работающие по жесткому алгоритму. Частая неудовлетворительная работа автоматических систем, определяемая жестким алгоритмом, предопределяет разработку гибких систем. Этому способствовали примеры компьютеризации технологических процессов в других отраслях.

Разрабатываются новые типы датчиков на современной элементной базе, разрабатываются и внедряются комплексы и станции геолого-технологических исследований – это новое перспективное направление. Основные функции станций: оптимизация режимов бурения, обеспечивающих достижение экстремального значения критерия оптимальности (максимум рейсовой скорости или проходки на долото, минимум стоимость 1 м проходки); корректировка выбранного оптимального режима бурения при изменении условий бурения в процессе рейса; распознавание на ранней стадии предаварийных и аварийных ситуаций и вероятностная оценка момента их наступления; накопление, хранение и представление в различной форме геолого-технологической информации о процессе бурения, кратной 1 м бурения или рейсу.

Разрабатываются и внедряются эффективные забойные телеметрические системы.

Внедрение компьютерных систем позволяет решать многие геологические задачи в процессе бурения.

Совершенствование компьютерных систем идет высокими темпами.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОСНОВЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ.....	4
1.1. Основные понятия и определения теории автоматического регулирования. Классификация систем.....	4
1.1.1. Принципы регулирования .....	6
1.1.2. Классификация систем автоматического регулирования .....	10
1.1.3. Алгоритм регулирования .....	16
1.1.4. Основные требования к автоматическим системам управления ...	17
1.2. Дифференциальные уравнения систем автоматического регулирования.....	18
1.2.1. Составление и линеаризация дифференциального уравнения .....	18
1.2.2. Методика (порядок) составления линейных дифференциальных уравнений .....	21
1.2.3. Уравнения типовых звеньев систем автоматического регулирования .....	21
1.3. Передаточные функции линейных систем автоматического регулирования и их элементов. Структурные схемы .....	23
1.3.1. Преобразование Лапласа–Карсона. Передаточная функция .....	23
1.3.2. Структурные схемы и их преобразования.....	26
1.3.3. Переходные процессы в системах автоматического регулирования .....	29
1.3.4. Импульсная и переходная функции .....	32
1.3.5. Передаточная функция в системе регулирования по управлению и возмущению .....	33
1.4. Статика систем автоматического регулирования .....	37
1.4.1. Статические характеристики элементов и звеньев САР.....	37
1.4.2. Статические характеристики соединений звеньев.....	40
1.5. Устойчивость систем автоматического регулирования.....	47
1.5.1. Критерии устойчивости.....	50
Контрольные вопросы .....	55
Список литературы .....	56
2. ЭЛЕМЕНТЫ АВТОМАТИКИ И КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ АППАРАТУРЫ .....	57
2.1. Функции и общие характеристики элементов автоматики и контрольно-измерительной аппаратуры .....	57

2.1.1. Функции элементов автоматики и контрольно-измерительной аппаратуры. Определения.....	57
2.1.2. Общие характеристики элементов автоматики и контрольно-измерительной аппаратуры .....	60
2.2. Общие сведения об элементах контрольно-измерительной аппаратуры .....	64
2.2.1. Основные сведения о средствах электрических измерений и электроизмерительных приборах .....	64
2.2.1.1. Основные электроизмерительные приборы, применяемые в буровой контрольно-измерительной аппаратуре .....	65
2.2.1.2. Электронные элементы в контрольно-измерительной аппаратуре и системах автоматики .....	72
2.2.1.3. Метрологические характеристики контрольно-измерительной аппаратуры.....	77
2.2.2. Общие сведения об измерениях неэлектрических величин. Измерительные преобразователи. Датчики .....	80
2.2.3. Основные типы датчиков буровой контрольно-измерительной аппаратуры и средств автоматики .....	83
2.2.3.1. Индуктивные датчики .....	83
2.2.3.2. Индукционные датчики .....	85
2.2.3.3. Магнитоупругие датчики .....	88
2.2.3.4. Потенциометрические преобразователи.....	89
2.2.3.5. Импульсные преобразователи .....	90
2.2.3.6. Тензорезисторы и тензодатчики .....	91
2.2.3.7. Эффект Холла и датчики на его основе.....	95
2.2.3.8. Сельсины .....	96
2.2.4. Вторичные приборы.....	99
2.2.4.1. Автокомпенсатор переменного тока .....	100
2.2.4.2. Регистрирующие приборы.....	103
2.2.5. Электромагнитные реле .....	104
2.2.6. Усилители .....	106
2.2.6.1. Релейный усилитель.....	106
2.2.6.2. Магнитный усилитель .....	106
2.2.6.3. Электромашинный усилитель .....	107

2.3. Электрические исполнительные двигатели и механизмы.....	109
2.3.1. Исполнительные электрические двигатели .....	110
2.3.1.1. Исполнительные электрические двигатели постоянного тока.....	110
2.3.1.2. Реверсивные исполнительные электрические двигатели переменного тока.....	111
2.3.2. Тяговые электромагниты и электромагнитные муфты .....	113
2.3.2.1. Тяговые электромагниты .....	113
2.3.2.2. Электромагнитные муфты .....	113
Контрольные вопросы .....	114
Список литературы .....	115
3. БУРОВАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ АППАРАТУРА ПЕРВОГО И ВТОРОГО КЛАССА .....	117
3.1. Буровой технологический комплекс (БТК) .....	117
3.2. Классификация буровой контрольно-измерительной аппаратуры, условия эксплуатации и требования к аппаратуре.....	120
3.2.1. Классификация БКИА по функционально-технологическому признаку .....	121
3.2.2. Классификация БКИА по способам измерения и контроля .....	122
3.2.3. Классификация БКИА по способу отображения информации.....	123
3.2.4. Классификация БКИА по виду унифицированного сигнала датчика .....	123
3.2.5. Классификация скважинной аппаратуры .....	124
3.2.6. Условия эксплуатации и требования к БКИА .....	124
3.3. Аппаратура для контроля параметров процесса бурения.....	126
3.3.1. Измерители веса снаряда и осевой нагрузки .....	126
3.3.1.1. Гидравлический индикатор веса ГИВ-6 .....	127
3.3.1.2. Гидравлический индикатор веса ГИВ6-М2.....	136
3.3.1.3. Гидравлический измеритель веса ГИВ-1Э.....	145
3.3.1.4. Магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки МКН-1.....	148
3.3.2. Измерители давления бурового раствора .....	151
3.3.2.1. Классификация и принцип работы измерителей давления .....	151
3.3.2.2. Буровой манометр МБГ-1.....	153
3.3.2.3. Магнитоупругий измеритель давления МИД.....	154

3.3.3. Измерители расхода бурового раствора .....	156
3.3.3.1. Классификация способов и средств измерения расхода жидкости .....	156
3.3.3.2. Точки съема сигнала для расходомеров бурового раствора.....	162
3.3.3.3. Расходомер РГР-100.....	163
3.3.3.4. Расход бурового раствора на выходе из скважины .....	164
3.3.4. Измерение частоты оборотов породоразрушающего инструмента .....	164
3.3.5. Измерители крутящего момента .....	166
3.4. Аппаратура контроля эффективности бурения скважин.....	168
3.4.1. Измерители механической скорости бурения.....	168
3.4.1.1. Точки съема сигнала для измерителей механической скорости бурения .....	168
3.4.1.2. Регистратор механической скорости бурения РСБ-ТПУ .....	169
3.4.2. Определители рейсовой скорости бурения.....	172
3.5. Аппаратура для проведения исследований в скважинах .....	173
3.5.1. Аппаратура для замера дебита при откачках воды из скважин .....	173
3.5.1.1. Комплексная аппаратура СДУ-ТПУ .....	173
3.5.2. Аппаратура для контроля статики и динамики подземных вод.....	176
3.5.2.1. Классификация и общая схема скважинных уровнемеров .....	176
3.5.2.2. Уровнемер УНВ-ТПУ .....	179
3.6. Неразрушающий контроль бурового оборудования и инструмента .....	181
3.6.1. Классификация основных методов неразрушающего контроля .....	181
3.6.2. Аппаратура для контроля технического состояния бурильных труб.....	181
3.6.2.1. Дефектоскоп бурильных труб ДБТ .....	182
3.6.2.2. Толщиномер Т-1 .....	184
3.6.2.3. Ультразвуковой толщиномер «Кварц-15».....	185
3.6.2.4. Детектор износа бурильных труб ДИТ.....	186
Контрольные вопросы .....	187
Список литературы .....	188
4. БУРОВЫЕ АВТОМАТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ .....	190
4.1. Общие понятия о буровых автоматических системах .....	190
4.2. Об автоматизации подачи бурового инструмента .....	192
4.3. Построение структурных схем буровых автоматических регуляторов .....	195

4.4. Регулируемый привод буровых установок и буровых автоматических регуляторов .....	202
4.4.1. Регулирование частоты оборотов вала асинхронных электрических двигателей .....	202
4.4.1.1. Каскадные схемы соединения асинхронных электродвигателей .....	204
4.4.2. Регулирование частоты оборотов вала электрического двигателя постоянного тока .....	206
4.4.2.1. Привод постоянного тока .....	208
4.5. Автоматические регуляторы подачи долота при бурении скважин на нефть и газ .....	209
4.5.1. Электромашинные БАР с исполнительным электродвигателем постоянного и переменного тока .....	210
4.6. Система верхнего привода .....	219
4.6.1. Преимущества СВП .....	220
4.6.2. Основные механизмы СВП .....	221
4.6.3. Система СВП грузоподъемностью 320 и 500 т .....	222
4.6.4. Зарубежные системы верхнего привода .....	225
4.7. Автоматизация и механизация спуско-подъемных операций (СПО) .....	229
4.8. Автоматический долив скважины при СПО .....	233
4.9. Комплекс «КИБР» .....	234
Контрольные вопросы .....	237
Список литературы .....	237
5. КОМПЬЮТЕРИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН .....	238
5.1. Задачи геолого-технологических исследований. Структура службы партии .....	240
5.2. Станции, системы, комплексы средств наземного контроля и управления процессом бурения скважин .....	258
5.2.1. Пульт бурильщика. Выносной технологический модуль коммутации и сбора информации на буровой .....	258
5.2.2. Комплекс средств наземного контроля и управления процессом бурения КУБ-01 .....	260
5.2.2.1. Устройство и работа комплекса КУБ-01 .....	264
5.2.2.2. Описание и работа составных частей комплекса КУБ-01 .....	265

5.2.3. Комплекс средств наземного контроля и управления процессом бурения нефтяных и газовых скважин типа СКУБ-М1 .....	285
5.2.4. Информационно-измерительная система контроля и управления процессом бурения скважин «ЛЕУЗА-1» .....	307
5.2.5. Станция контроля процесса бурения «ЛЕУЗА-2» .....	315
5.2.6. Станция геолого-технологических исследований и контроля процесса бурения скважины «ГЕОТЕСТ-5» .....	320
5.2.6.1. Краткое описание датчиков .....	322
5.2.6.2. Технология проведения ГТИ в горизонтальных скважинах .....	328
5.2.7. Аппаратно-программный комплекс сбора, обработки и анализа данных о процессе строительства скважин «ГЕОТЕК» .....	332
5.2.7.1. Возможности комплекса «ГЕОТЕК» .....	332
5.2.7.2. Датчики технологических параметров бурения .....	333
5.2.8. Система «СГТ-микро» .....	340
5.2.8.1. Технические характеристики системы «СГТ-микро» .....	340
5.2.8.2. Датчики системы «СГТ-микро» .....	342
5.2.8.3. Дополнительные устройства .....	347
5.2.9. Автоматизированная система управления процессом бурения ЗОЯ 1.1 .....	349
5.2.10. Станция контроля параметров бурения «АМТ 100» .....	352
5.2.10.1. Состав станции «АМТ 100» .....	352
5.2.10.2. Комплект датчиков станции «АМТ-100» .....	353
5.2.10.3. Рабочее место бурильщика .....	354
5.2.10.4. Рабочее место бурового мастера .....	356
5.2.10.5. Контроль параметров .....	357
5.2.10.6. Оптимизация и безаварийность процесса бурения .....	357
5.2.10.7. Печать отчетных документов .....	358
5.2.11. Информационно-измерительный комплекс геолого-технологического контроля бурения и исследования скважин «АМТ 121» .....	358
5.2.11.1. Специальное прикладное программное обеспечение .....	359
5.2.11.2. Экспериментальные задачи .....	366
5.2.11.3. Визуализация и документирование информации .....	368

5.2.12. Станция геолого-технологического контроля бурения и газового каротажа «МЕГА-АМТ» .....	369
5.2.12.1. Технологические датчики станции «МЕГА-АМТ» .....	374
5.2.12.2. Аппаратурно-программный комплекс информационного обмена нижнего уровня .....	377
5.2.13. Система удаленного мониторинга скважин «RT-LEUZA» .....	377
5.2.14. Информационная система «Удаленный мониторинг бурения» .....	378
5.2.15. Зарубежные станции .....	382
Контрольные вопросы .....	384
6. ТЕЛЕСИСТЕМЫ СКВАЖИННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ .....	385
6.1. Задачи скважинных измерений телесистемами .....	385
6.2. Каналы связи забой–устье .....	387
6.2.1. Проводной канал связи.....	387
6.2.2. Телесистемы с гидравлическим каналом связи .....	390
6.2.3. Акустический канал связи .....	394
6.2.5. Комбинированный канал связи .....	397
6.3. Базовая схема стандартной телесистемы СГК.....	399
6.4. Система забойная инклинометрическая ЗИС-4 .....	400
6.5. Система забойная инклинометрическая СИБ-1М.....	402
Контрольные вопросы .....	407
Заключение .....	408