



Высшее образование

О.О. Горшкова

ОСНОВЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

$$\begin{aligned}\psi_{100} &= \frac{1}{\sqrt{\pi}} \left(\frac{Z}{a_0} \right)^{3/2} e^{-Z/a_0} \\ \psi_{200} &= \frac{1}{4\sqrt{2\pi}} \left(\frac{Z}{a_0} \right)^{3/2} \left(2 - \frac{Z}{a_0} \right) e^{-Z/2a_0} \\ \psi_{210} &= \frac{1}{4\sqrt{2\pi}} \left(\frac{Z}{a_0} \right)^{3/2} \frac{Z}{a_0} e^{-Z/2a_0} \cos \theta \\ \psi_{21\pm 1} &= \frac{1}{8\sqrt{\pi}} \left(\frac{Z}{a_0} \right)^{3/2} \frac{Z}{a_0} e^{-Z/2a_0} \sin \theta e^{\pm i\phi} \\ \psi_{300} &= \frac{1}{81\sqrt{3}} \left(\frac{Z}{a_0} \right)^{3/2} \left(6 - \frac{4Z}{a_0} + \frac{Z^2}{3a_0^2} \right) e^{-Z/3a_0} \\ \psi_{310} &= \frac{\sqrt{2}}{81\sqrt{\pi}} \left(\frac{Z}{a_0} \right)^{3/2} \frac{Z}{a_0} \left(3 - \frac{Z}{a_0} \right) e^{-Z/3a_0} \cos \theta \\ \psi_{31\pm 1} &= \frac{\sqrt{2}}{81\sqrt{\pi}} \left(\frac{Z}{a_0} \right)^{3/2} \frac{Z}{a_0} e^{-Z/3a_0} \sin \theta e^{\pm i\phi}\end{aligned}$$



АМУ 2018

О.О. Горшкова

ОСНОВЫ АВТОМАТИЗАЦИИ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

**Стерлитамак
АМИ
2018**

УДК 62.52
ББК 30
Г 71

Рекомендовано к изданию заседанием методической комиссии филиала
ТИУ в г. Сургуте от 15.02.2018

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор Исаков Г.Н.
доктор технических наук, профессор Бахарев М.С.

Г 71 Горшкова О.О. Основы автоматизации технологических процессов:
учебник / О.О. Горшкова – Стерлиамак: АМИ, 2018. - 195 с.

ISBN 978-5-907034-69-3

Учебник содержит теоретический материал необходимый для проведения лекционных и практических занятий, организации самостоятельной работы студентов и проведения контрольных мероприятий по дисциплинам «Основы автоматизации технологических процессов», «Автоматизация технологических процессов добычи нефти и газа».

Учебник предназначен для студентов высших учебных заведений всех форм обучения, обучающихся по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», квалификация бакалавр.

Материалы учебника предназначены для оказания методической помощи студентам в создании необходимой начальной теоретической базы знаний для обучаемых по основным принципам построения систем автоматизации производственных процессов, а также по техническим средствам автоматизации, на базе которых строятся упомянутые системы. При изучении учебного материала студент получит сведения об основах автоматизации измерительных процессов, видах и методах измерения, устройстве и особенностях эксплуатации конкретных датчиков основных технологических параметров, вторичных приборов и микропроцессорной техники.

УДК 621.791
ББК 34.641я73

ISBN 978-5-907034-69-3

© О.О. Горшкова, 2018
© ООО «АМИ», 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Основные понятия.....	9
Глава1. Элементы устройств автоматического управления.....	11
Тахогенераторы.....	11
Магнитоупругие датчики.....	12
Потенциометрические преобразователи.....	13
Импульсные преобразователи.....	13
Сельсины.....	15
Вторичные приборы.....	17
Автокомпенсатор переменного тока.....	18
Регистрирующие приборы.....	20
Электромагнитные реле.....	21
Усилители.....	22
Глава 2. Электрические исполнительные двигатели и механизмы.....	26
Исполнительные электрические двигатели постоянного и переменного тока.....	26
Тяговые электромагниты и электромагнитные муфты.....	29
Глава 3. Технологический контроль в бурении скважин.....	31
Буровой технологический комплекс (БТК).....	31
Классификация буровой контрольно-измерительной аппаратуры, условия эксплуатации и требования к аппаратуре.....	32
Аппаратура для контроля параметров процесса бурения.....	39
Измерители веса снаряда и осевой нагрузки.....	39
Гидравлический индикатор веса ГИВ-6.....	42
Магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки МКН-1.....	50
Измерители давления промывочной жидкости.....	53
Измерители расхода промывочной жидкости.....	57
Классификация способов и средств измерения расхода жидкости.....	57
Электромагнитные расходомеры ЭМР.....	63
Расходомер-сигнализатор промывочной жидкости РС-ТПУ.....	64
Измерение частоты оборотов породоразрушающего инструмента.....	67
Измерители и ограничители крутящего момента. Ваттметры.....	68
Глава 4. Аппаратура контроля эффективности бурения скважин	72
Измерители механической скорости бурения.....	72
Измеритель скорости проходки ИСП.....	75
Регистратор механической скорости бурения РСБ-ТПУ.....	76
Определители рейсовой скорости бурения.....	77

Глава 5. Комплексная аппаратура для контроля технологических и технико-экономических показателей процесса бурения	79
Методика обработки диаграмм записи параметров технологического процесса бурения.....	81
Глава 6. Аппаратура для проведения исследований в скважинах.....	84
Аппаратура для замера дебита при откачках воды из скважин.....	84
Расходомеры (дебитомеры) переменного уровня.....	84
Комплексная аппаратура СДУ-ТПУ.....	85
Глава 7 Аппаратура для контроля статики и динамики подземных вод.....	88
Классификация и общая схема скважинных уровнемеров.....	88
Уровнемер УНВ-ТПУ.....	90
Скважинные расходомеры.....	91
Глава 8. Неразрушающий контроль бурового оборудования и инструмента.....	94
Классификация основных методов неразрушающего контроля.....	94
Аппаратура для контроля технического состояния буровых труб.....	94
Глава 9. Буровые автоматические системы.....	101
Общие понятия о буровых автоматических системах.....	101
Автоматизация подачи бурового инструмента.....	103
Построение структурных схем буровых автоматических регуляторов.....	105
Глава 10. Регулируемый привод буровых установок и буровых автоматических регуляторов.....	114
Регулирование частоты оборотов вала асинхронных электрических двигателей.....	114
Регулирование частоты оборотов вала электрического двигателя постоянного тока.....	116
Привод постоянного тока по системе генератор-двигатель.....	118
Глава 11. Автоматические регуляторы подачи инструмента в бурении скважин на нефть и газ.....	120
Электромашинные БАР с исполнительным электродвигателем постоянного и переменного тока.....	120
Буровой автоматический регулятор ХЭМЗ с червячным редуктором силового узла.....	123
Дифференциальный редуктор в буровых автоматических регуляторах.....	125
Упрощенная схема бурового автоматического регулятора БАР-150 для управления работой электробура.....	126

Упрощенная схема БАР-150 для турбинного бурения.....	128
Автоматы веса электрические типа АВЭ.....	129
Автоматизированный электропривод регулятора подачи долота типа АЭПД-2.....	131
Электромашинные БАР с исполнительным электродвигателем переменного тока.....	132
Фрикционные буровые автоматические регуляторы подачи инструмента.....	134
Гидравлические регуляторы подачи инструмента.....	136
Автомат подачи инструмента (долота) АПД-1.....	137
Глава 12. Автоматизация производственных процессов.....	141
Автоматизация подготовки и откачки товарной нефти.....	141
Автоматизированные блочные установки для очистки сточных вод и автоматизация водозаборных скважин.....	144
Автоматизированные блочные кустовые насосные станции.....	148
Автоматизация добычи и промыслового сбора нефти и нефтяного газа.....	151
Задания для практических (лабораторных) работ.....	165
Заключение.....	169
Вопросы для подготовки к экзамену по дисциплине «Основы автоматизации технологических процессов».....	171
Тесты.....	172
Список литературы.....	193

Введение

Автоматизация технологического процесса - совокупность методов и средств, предназначенная для реализации системы или систем, позволяющих осуществлять управление самим технологическим процессом без непосредственного участия человека, либо оставления за человеком права принятия наиболее ответственных решений. Как правило, в результате автоматизации технологического процесса создаётся АСУ ТП.

Основными целями автоматизации технологического процесса являются:

- повышение эффективности производственного процесса;
- повышение безопасности производственного процесса.

Цели достигаются посредством решения следующих задач автоматизации технологического процесса:

- улучшение качества регулирования;
- повышение коэффициента готовности оборудования ;
- улучшение эргономики труда операторов процесса;
- хранение информации о ходе технологического процесса и аварийных ситуациях

Решение задач автоматизации технологического процесса осуществляется при помощи:

- внедрения современных методов автоматизации;
- внедрения современных средств автоматизации.

Автоматизация технологических процессов является решающим фактором в повышении производительности труда и улучшении качества выпускаемой продукции. Технологические процессы современных промышленных объектов требуют контроля большого числа параметров и сложны в управлении. В связи с этим при проектировании и эксплуатации промышленных установок исключительное значение придается вопросам профессионализма специалистов работающих на предприятиях топливно-энергетического комплекса.

За годы развития переработки нефти и нефтехимической промышленности наблюдается усложнение процессов, что требует более четкого управления ими. В первой половине XX века, появились приборы регистрации и контроля параметров, так называемые контрольно-измерительные приборы -- КИП. Зарождение, становление и развитие приборов измерения и контроля, процесс от автоматического регулирования до АСУ и управление на макро- и микроуровне является неотъемлемой частью процессов нефтегазового производства, нефтепереработки и нефтехимии. Дальнейшее совершенствование приборов регистрации, контроля и управления параметрами привело к автоматизации и телемеханизации нефтепереработки и нефтехимии. Последнее привело к компьютеризации и управлению процессами, то есть к автоматизированным системам управления (АСУ). Прогресс, в приборостроении и аппаратостроении в АСУ является интересной задачей, решение которой

необходимо для определения дальнейших перспектив развития на основе преодоления глобальных проблем управления в нефтегазовой сфере.

Автоматизация технологических процессов в нефтегазовом производстве нацелена на решение основных современных проблем оперативного управления производством:

- учет добычи, движения и использования углеводородного сырья, нефти, газа, нефтепродуктов. При решении этой проблемы необходимо обеспечить возможность мониторинга учетных операций, в том числе с лицензионных участков, а также обеспечивать проведение внутренних и внешних аудитов по учету нефти, что в свою очередь требует разработки соответствующих измерительных средств, а также программно-информационной системы;

- управление территориальными активами, организация технического обслуживания и ремонта оборудования, обеспечение безопасности производства и персонала. Для решения данной проблемы требуется разработка программно-информационных средств, обеспечивающих учет, планирование технического обслуживания и ремонтов, контроль состояния производственных активов и выполненных работ; контроль заключения и выполнения договоров с подрядчиками на выполнение работ; контроль за нахождением персонала на производственных объектах; возможность обучения персонала по месту на тренажерах; наличие на рабочих местах актуальной документации на использование оборудования, на технологию выполнения процедур и операций;

- высокий уровень энергопотребления производства и необходимость мероприятий по энергосбережению и энергоэффективности. Для решения указанной проблемы требуются программно-информационные средства обеспечивающие учет, планирование технического обслуживания и ремонтов, контроль состояния энергопотребления по элементам технологического процесса; выявление объектов энергопотребления со сверхнормативным уровнем потребления электроэнергии; контроль за выполнением мероприятий по энергосбережению;

- разнообразие средств АСУ ТП, моделирующих и информационных систем. Данная проблема требует разработки программно-информационных средств, обеспечивающих формирование массива исходной информации для стратегического (планы развития и размещения производства), среднесрочного (годовые и месячные планы) и оперативного (суточные и сменные планы) планов управления; удовлетворения требований к составу и структуре документов в соответствии с внутренним регламентом предприятия, требованиями стандартизации акционеров; унификации доступа и разграничения полномочий при работе с документами;

- минимизация затрат на эксплуатацию системы при максимальном уровне информационного сервиса, предоставляемого лицам, принимающим решения. Для решения проблемы требуются: разработка методологии выполнения работ по развитию MES-уровня, автоматизации неавтоматизированных ранее производственных объектов и программно-

информационных средств обеспечивающих: поддержание в актуальном состоянии баз данных и работоспособном состоянии программных средств системы; контроль функционирования программных средств системы (по обмену информацией с системами АСУТП, ERP и др.); фиксация действий персонала, включенного в работу системы.

- увеличение средств и труда на добычу каждой тонны нефти, обусловленное тем, что месторождения дешевой нефти в Западной Сибири, открытые в конце 1950-х годов, постепенно истощаются. В нефтеносном регионе остались в основном запасы со сложной добычей, требующие новых технологических решений и дополнительных капитальных вложений. Для решения данной проблемы необходимо повысить эффективность капитальных вложений и облегчить управление извлечением нефти; повысить эффективность капитальных вложений и облегчить управление извлечением нефти из недр за счет подхода, получившего название «умные месторождения», «интеллектуальные месторождения», «интеллектуальные нефтепромыслы», «интеллектуальные скважины»; оптимизировать работы всех промысловых объектов: скважин, коллекторов, трубопроводов и других наземных объектов.

Основные понятия

Объект управления - устройство, осуществляющее технологический процесс, показателями которого нужно управлять или регулировать.

Система автоматического управления- совокупность объекта управления и управляющего устройства называется.

Автоматический регулятор - автоматическое устройство, осуществляющее автоматическое регулирование.

Исполнительный механизм предназначен для перемещения регулирующего органа под воздействием сигнала от управляющего устройства.

Система автоматического регулирования - совокупность регулируемого объекта и автоматического регулятора.

САР по отклонению - 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. Системы регулирования по отклонению всегда содержат главную отрицательную обратную связь.

Замкнутая система регулирования, в которой происходит поддержание постоянства регулируемой величины называется **системой стабилизации**

Следящая система – это система, в которой регулируемая величина в замкнутой системе изменяется по неизвестному произвольному закону, определяющемуся некоторым внешним задающим воздействием (произвольно)

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

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) называют - **статическим**

Статической системе регулирования характерны следующие свойства:

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

Астатическое регулирование – это 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

Астатической системе регулирования характерны следующие 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 система несвязанного регулирования регуляторы, предназначенные для регулирования различных величин, не связаны друг с другом и могут взаимодействовать только через общий для них объект регулирования.

Алгоритмом регулятора или законом регулирования называют функциональную связь, функциональную зависимость, между желаемым регулирующим воздействием на объект u_0 , величиной рассогласования ε , нагрузкой q , производных и интегралов двух последних величин?

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

Относительная погрешность является отношением, выраженным в процентах, абсолютной погрешности ΔX к действительному (которое близко к истинному и допустимо к практическому использованию) значению измеряемой величины:

$$\delta = (\Delta X / X_d) \cdot 100\%$$

Вариация - наибольшая величина, полученная экспериментально, являющаяся разностью между повторными показаниями прибора, соответствующими одному и тому же действительному значению измеряемой величины при неизменных внешних условиях.

Класс точности – величина характеризующая прибор, и численно равна (в %) максимальной величине основной приведенной погрешности.

ГЛАВА1. ЭЛЕМЕНТЫ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

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 (Рисунок 1):

$$U_{\Gamma} = k \cdot n,$$

где U_{Γ} – выходное напряжение тахогенератора;

n – скорость вращения.

n – скорость вращения.

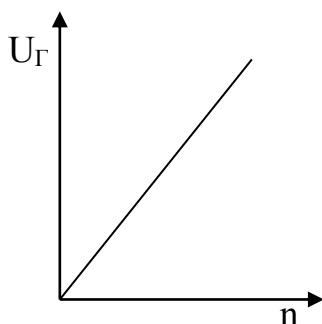


Рисунок 1. Выходная характеристика идеального тахогенератора

Величина $k = U_{\Gamma} / n$ называется крутизной выходной характеристики и является одной из основных величин, определяющих свойства тахогенераторов. Крутизна характеристики тахогенераторов находится в пределах $(3 \div 100) \frac{mB}{об/мин}$.

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 (Рисунок 2). Максимальные частоты вращения тахогенераторов постоянного тока лежат в пределах 1000-7000 об/мин.

В системах автоматики тахогенераторы используются, главным образом,

- 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.

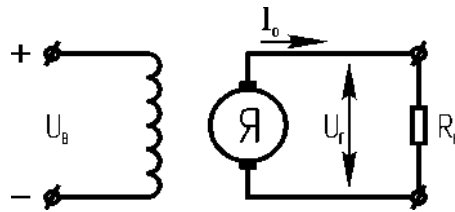


Рисунок 2. Схема тахогенератора постоянного тока с независимым возбуждением

Магнитоупругие датчики

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

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

где F -сила сжатия; μ -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 μ магнитопровода.

На рисунке 3 приведены схемы включения магнитоупругих датчиков.

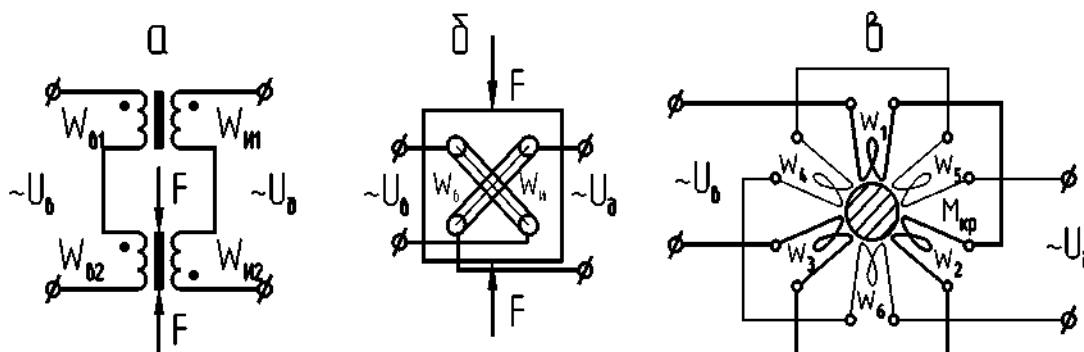


Рисунок 3. Схемы включения магнитоупругих датчиков

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.

В датчике по схеме б при $F=0$ нет потокоцепления между обмоткой возбуждения W_B и измерительной $W_{и}$, 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, при этом пересекает витки измерительных обмоток, и сигнал датчика U_d будет пропорционален передаваемому крутящему моменту.

Потенциометрические преобразователи

Потенциометрические преобразователи (потенциометры) - это переменные электрические резисторы, величина которых зависит от положения токосъемного контакта. На рисунке 4,а переменный резистор $R1$ включен как реостат: $R = f(x)$, а на рисунке 4,б- включен как делитель напряжения- $U = f(x)$, где R - выходное сопротивление, U - выходное напряжение потенциометра, X -перемещение щетки (линейное или угловое), которое может быть использовано при разработке измерителей.

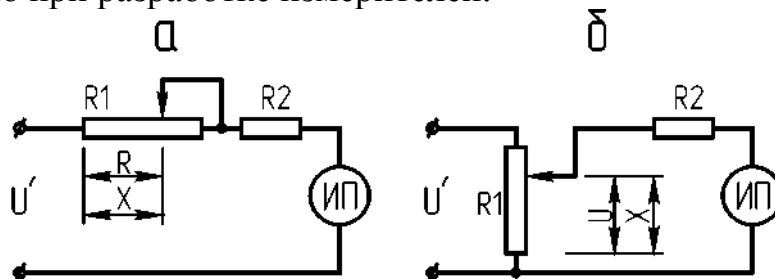


Рисунок 4 Электрические схемы включения переменного резистора:

а- схема включения как реостата;

б- схема включения как делителя напряжения (потенциометра)

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 сигналам. Датчик по схеме рис.2.24,б при преобразовании параметра в угол поворота якоря α относится к датчикам с аналоговым выходным

сигналом, а при преобразовании параметра в угловую скорость ω - к датчикам с импульсным выходным сигналом.

Датчики БКИА с импульсным выходным сигналом часто строятся с использованием магнитоуправляемых герметизированных контактов (герконов ГК), представлены на рисунке 5.

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), для определения уровня жидкости (в основе датчика ряд герконов по высоте и поплавков с пластинкой постоянного магнита), для определения углубки и скорости углубки, высоты подъема элеватора и др. Конструкция датчика в зависимости от характера относительного перемещения элементов, являющимися точками съема сигнала, может строиться с использованием следующих сочетаний: один геркон- одна пластинка постоянного магнита, ряд герконов- одна пластинка, один геркон- ряд пластинок.

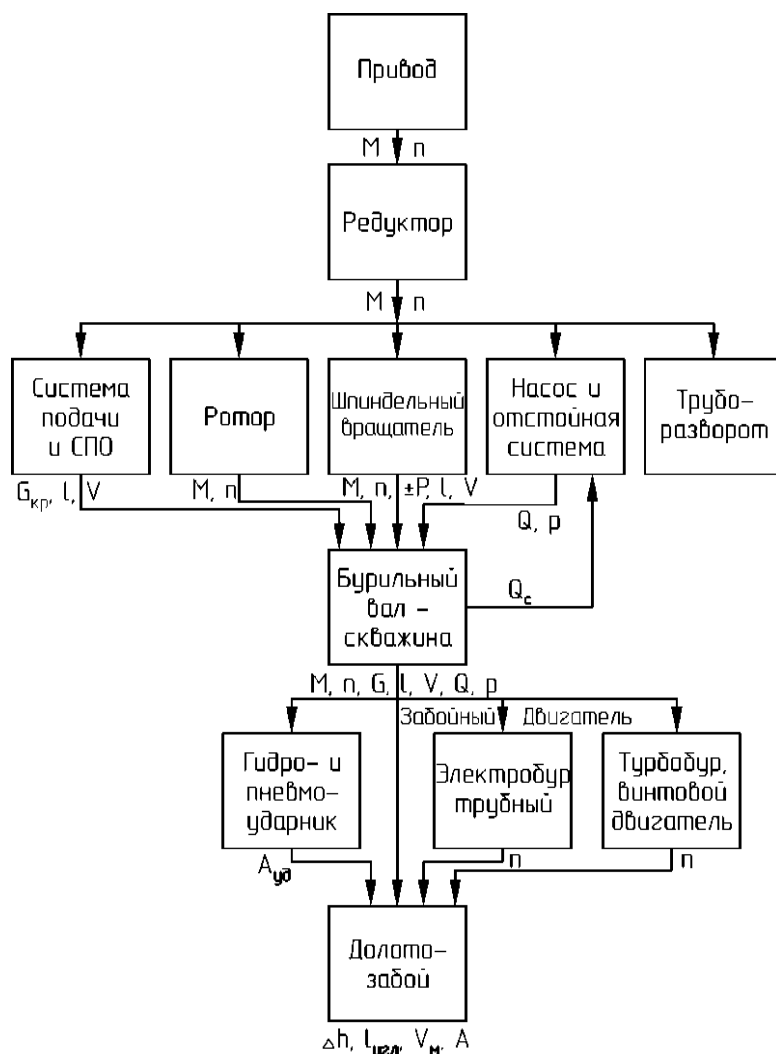


Рисунок 5. Примеры схем импульсных датчиков БКИА с использованием герконов: а- принципиальная схема получения импульсного сигнала; б- схема тахометрического датчика скважинного расходомера

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 120^0 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 (Рисунок 5) и трансформаторная (Рисунок 6). В простейших схемах используется одна пара сельсинов: сельсин-датчик СД и сельсин-приемник СП.

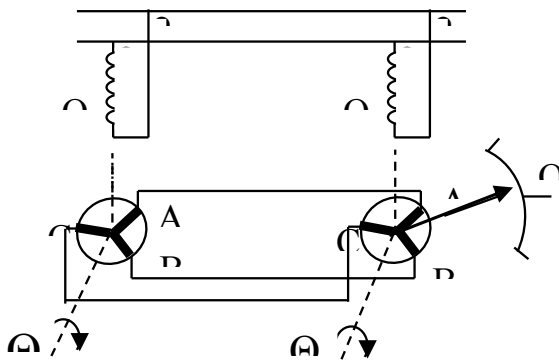


Рисунок 5. Индикаторная схема синхронной связи

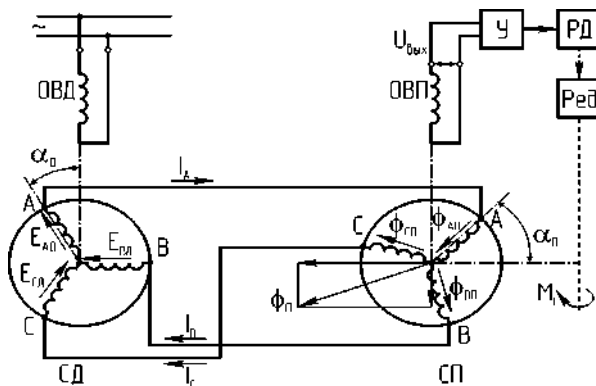


Рисунок 6. Трансформаторная схема синхронной связи

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 θ_d ротора сельсина-датчика СД (Рисунок 5) и отрабатывается сельсином-приемником СП θ_{Π} : с ротором СП связана стрелка отсчетного устройства ОУ. В индикаторной системе сельсин-приемник самостоятельно отрабатывает угол, задаваемый сельсином-датчиком, и ротор СП останавливается при $\Delta\theta = \theta_d - \theta_{\Pi} = 0$.

Простейшая трансформаторная схема синхронной связи также состоит из двух сельсинов- датчика СД и приемника СП (Рисунок 6), 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 Φ_{Ap} , Φ_{Bp} , Φ_{Cp} , результирующая которых равна Φ_{Π} . Поток Φ_{Π} наводит в обмотке ОВП приемника ЭДС- выходное напряжение приемника $U_{вых}$.

Согласованным положением сельсинов в трансформаторной схеме синхронной связи называется такое положение роторов, при котором $U_{вых} = 0$. Сельсин-приемник самостоятельно не отрабатывает задаваемый датчиком угол α_d , а вырабатывает ЭДС обмотки ОВП, изменяющуюся по закону синуса от угла рассогласования θ . При выведении ротора сельсина-датчика из согласованного положения (поворот ротора на угол $\alpha_d = \theta$) на обмотке ОВП появляется напряжение $U_{вых}$, 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 Φ_{Π} , изменяется потокоцепление с обмоткой ОВП и выходное напряжение $U_{вых}$. Роторы двигателя и приемника будут вращаться до тех пор, пока не будет отработан заданный датчиком угол α_d . Сельсины придут в согласованное положение, выходное напряжения $U_{вых}$ 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. На рисунке 7 показано представление сельсинной пары в электрических схемах.

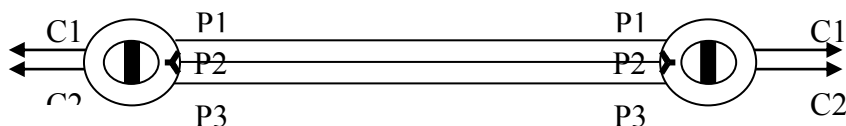


Рисунок 7. Обозначение сельсинной пары в электрических схемах:

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.

Вторичные приборы

В буровой контрольно-измерительной аппаратуре широко используется как непосредственный метод измерения, так и компенсационный. Достоинством 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 калиброванным источником компенсирующего сигнала. Приборы, в которых процесс уравновешивания измеряемого параметра автоматизирован, называются автокомпенсаторами.

Компенсационный метод измерения позволяет создать более точные и надежные системы. Кроме того, преимуществами компенсационного метода измерения 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 (рисунок 8).

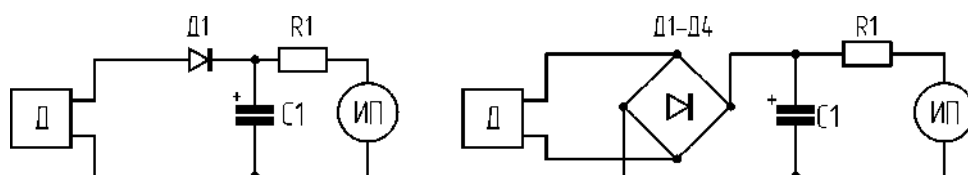


Рисунок 8. Схемы подключения электроизмерительного прибора магнитоэлектрической системы к датчику Д с выходом на переменном токе

Автокомпенсатор переменного тока

Рассмотрим широко применяемый в современной БКИА автокомпенсатор переменного тока (Рисунок 9).

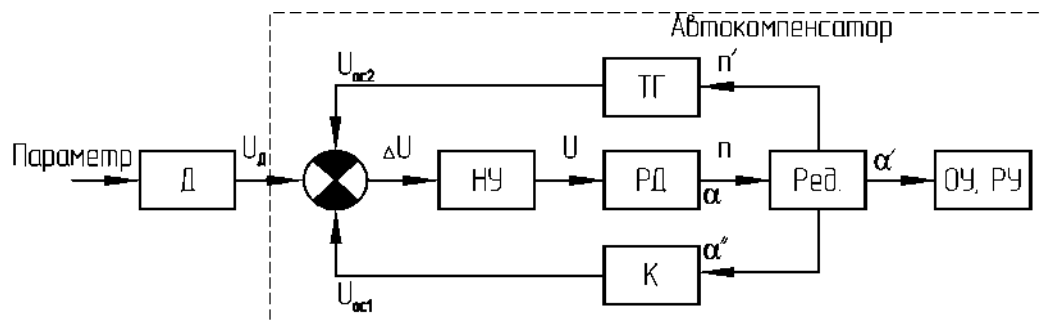


Рисунок 9. Структурная схема автокомпенсатора переменного тока

В качестве звена обратной связи в автокомпенсаторе применен бесконтактный индукционный потенциометр-компенсатор К, вырабатывающий компенсирующее напряжение. Потенциометр состоит из статора и ротора. Индукционный потенциометр вырабатывает напряжение переменного тока, пропорциональное углу поворота ротора. Статор включает обмотку возбуждения W_B , ротор - измерительную обмотку W_I .

Ротор потенциометра механически связан с валом реверсивного двигателя РД. При угле поворота ротора $\alpha'' = 0$ потокосцепление между обмотками W_B и W_I отсутствует, и выходное напряжение потенциометра- напряжение обратной связи $U_{OC1} = 0$. При повороте ротора относительно статора на угол $\alpha \neq 0$ индуцируется ЭДС, пропорциональная углу поворота α'' , т.е. $U_{OC1} = f(\alpha'')$.

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 ΔU на входе усилителя, выходное напряжение усилителя U достигает номинального значения напряжения питания управляющей обмотки реверсивного двигателя РД.

Реверсивный двигатель РД, кинематически связанный через редуктор Ред с компенсирующим потенциометром К (угол поворота ротора потенциометра α'') и отсчетным (в ряде приборов и регистрирующим РУ) устройством ОУ (угол поворота оси ОУ α').

В зависимости от фазы сигнала-разбаланса ΔU на входе нуль-усилителя двигатель поворачивает ротор потенциометра в ту или иную сторону и изменяет компенсирующее напряжение $U_{ос1}$ в сторону уменьшения сигнала разбаланса ΔU .

На вход автокомпенсатора подается сигнал от датчика в виде напряжения переменного тока: $U_d = U_m \cdot \sin(\omega t + \varphi)$. Равновесие компенсационной системы наступает при $\omega_d = \omega_k$, $U_{md} = U_{mk}$, $\varphi_d - \varphi_k = \pi$, где ω_d , U_{md} , φ_d - параметры измеряемого напряжения (частота, амплитуда, начальная фаза); ω_k , U_{mk} , φ_k - параметры компенсирующего напряжения. Условие $\omega_d = \omega_k$ выполняется автоматически, т.к. и датчик, и потенциометр питаются от одной и той же сети. Требование $\varphi_d - \varphi_k = \pi$ удовлетворяется соответствующим расчетом параметров датчика и компенсирующего потенциометра и противофазным включением этих элементов в схему. Таким образом, процесс компенсации переменного напряжения сводится к компенсации амплитуды напряжения .

В идеальном случае после окончания переходного процесса сигнал ΔU 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 др. моментами.

Наряду со статической погрешностью одной из основных характеристик автокомпенсационных приборов является динамическая ошибка, определяемая их быстродействием. Быстродействие прибора компенсационного типа измеряется обычно временем отклонения стрелки прибора от нижнего до верхнего предела измерения. Опытным путем установлено, что для контроля параметров процесса бурения достаточным является быстродействие в пределах трех секунд. При этом колебания с частотой 15 Гц практически не пропускаются прибором.

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. Для этого используют тахогенератор ТГ, кинематически связанный 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 ($U_d = U_{oc1}$).

Регистрирующие приборы

С целью сохранения информации во времени для последующего ее анализа к буровой аппаратуре может быть подключен самописец, или он конструктивно включен в состав аппаратуры и является ее неотъемлемой частью (аппаратура ГИВ-6-1, ГИВ-6-2, МКН, КУРС, РУМБ). 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 и 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 фиксируется 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 обычно применяется 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.

Электромагнитные реле

Реле- это слаботочные аппараты, коммутирующие цепи, ток в которых обычно не превышает 5А. 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 (Рисунок 10) 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.

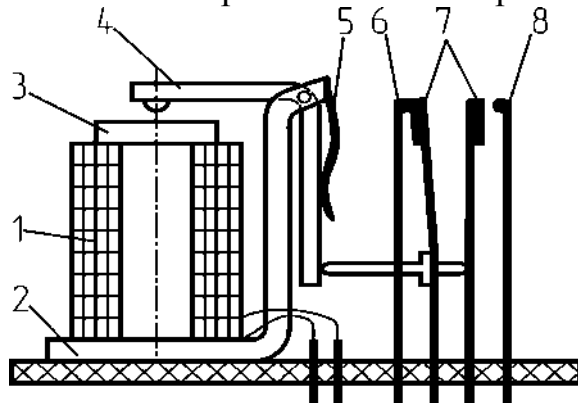


Рисунок 10. Реле клапанного типа

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.

$$t_{\text{сраб}} = t_{\text{тр}} + t_{\text{дв}},$$

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 ($t_{\text{сраб}} \approx 30\text{--}50$ 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 ВА переменного тока), промежуточные (до 150 Вт постоянного или 500 ВА переменного тока) и силовые реле-контакты (500 Вт и выше).

Усилители

Релейный усилитель

На реле могут быть построены многокаскадные усилители мощности. На рисунке 11 представлен такой усилитель. Слабый сигнал датчика $U_{\text{д}}$ 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 $R_{\text{н}}$.

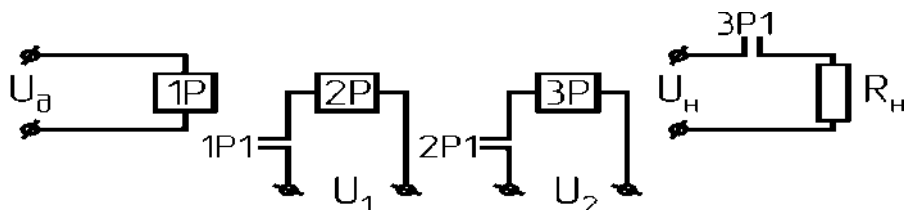


Рисунок 11. Трехкаскадный релейный усилитель мощности

Магнитный усилитель

Магнитные усилители в силу своих многочисленных достоинств получили широкое применение. Они обладают высокой надежностью, практически не нуждаются в уходе, срок их службы в принципе 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. На рисунке 12 приведены две схемы одного и того же магнитного усилителя.

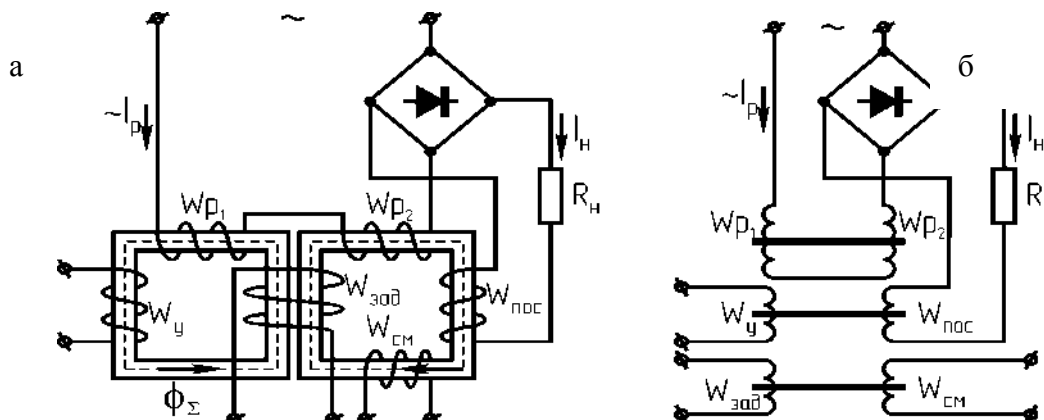


Рисунок 12 Два различных обозначения одного и того же магнитного усилителя

Конструктивно магнитный усилитель представляет собой две катушки со своими сердечниками (Рисунок 12, 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_u (их может быть несколько); в зависимости от выполняемых функций они называются: обмотка управления, обмотка обратной связи (положительной $W_{пос}$, отрицательной $W_{оос}$), обмотка смещения $W_{см}$, задающая обмотка $W_{зад}$. Рабочие обмотки могут соединяться параллельно и последовательно. Нагрузка включается последовательно с рабочими обмотками непосредственно (Z_n , переменный рабочий ток $\sim I_p$) или через выпрямитель (R_n , $=I_p$ - постоянный рабочий ток, или ток нагрузки I_n).

Путем изменения тока (магнитного потока) в обмотке управления можно управлять током в нагрузке. На рисунке 13 представлены характеристики магнитного усилителя.

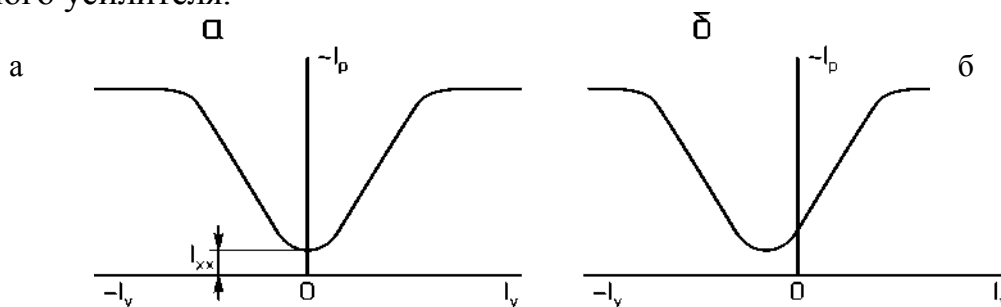


Рисунок 13. Характеристики магнитного усилителя $I_p = f(I_y)$:

- а – симметричная характеристика;
- б- характеристика со смещением

Магнитный усилитель может выполнять роль сумматора сигналов через посредство суммарного (алгебраической суммы) магнитного потока Φ_{Σ} , создаваемого токами в обмотках управления. Такой вариант суммирования сигналов используется в схемах буровых регуляторов ($W_{зад}$ - задающий сигнал, W_{y1} , W_{y2} и т.д. - сигналы обратной связи).

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. У ЭМУ поперечного поля направление рабочего потока возбуждения совпадает с поперечной осью машины.

Самыми распространенными ЭМУ являются электромашинные усилители постоянного тока с поперечным полем (Рисунок 14), в которых используются наряду с магнитным потоком 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 две пары щеток, установленных одна относительно другой под 90° и располагающихся на продольной (А и В) поперечной (а, б) осях машины, причем поперечные щетки замкнуты накоротко перемычкой.

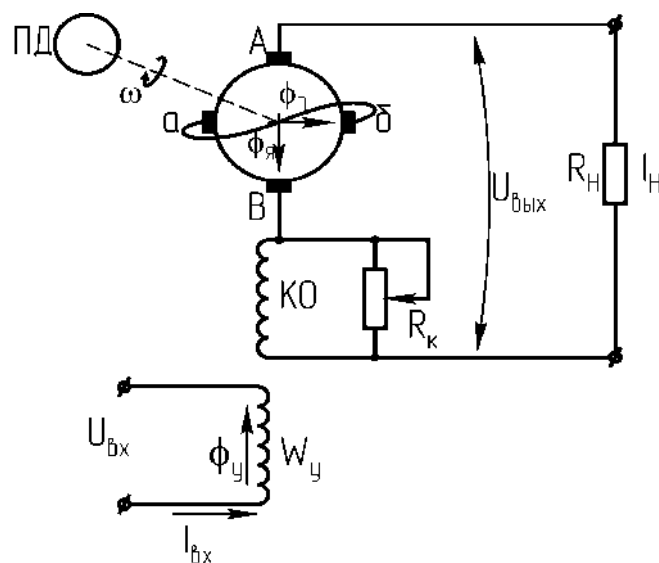


Рисунок 14. Схема ЭМУ с поперечным полем: А-В- рабочие щетки; а-б- короткозамкнутые щетки дополнительной обмотки (на чертеже не показана); ПД- приводной двигатель

Входным сигналом ЭМУ является напряжение $U_{вх}$, подаваемое на управляющую обмотку W_u (обмотку возбуждения) генератора, выходным сигналом- напряжением, снимаемое с якоря генератора $U_{вых}$.

При подаче на управляющую обмотку W_u , ось которой совпадает с продольной осью машины, управляющего сигнала $U_{вх}$ в машине создается небольшой продольный поток Φ_u , пронизывающий витки обмотки якоря, вращающегося с высокой постоянной скоростью ω от приводного двигателя ПД. Поэтому в якорной обмотке индуцируется ЭДС E_1 , снимаемая щетками *а* и *б*. 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 магнитный поток Φ_p , создаваемый поперечной цепью якорной обмотки и совпадающий по направлению с поперечной осью машины, во много раз превышает управляющий поток Φ_u .

Основными параметрами ЭМУ являются коэффициенты усиления:

по току
$$k_{yI} = \frac{I_{\text{вых}}}{I_{\text{вх}}},$$

по напряжению
$$k_{yU} = \frac{U_{\text{вых}}}{U_{\text{вх}}},$$

по мощности
$$k_{yP} = \frac{P_{\text{вых}}}{P_{\text{вх}}},$$

где $I_{\text{вых}}$, $U_{\text{вых}}$, $P_{\text{вых}}$ – ток (ток нагрузки I_n), 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

$$k_y = \frac{U_{\text{вых}} \cdot I_{\text{вых}}}{U_{\text{вх}} \cdot I_{\text{вх}}} = k_{yU} \cdot k_{yI}$$

При работе машины ток якоря (ток нагрузки I_n) создает поток продольной реакции якоря $\Phi_{\text{я}}$, направленный против управляющего потока Φ_u . 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.

ГЛАВА 2. 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 (напряжения управления или его фазы- в двигателях переменного тока) 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, быстроедействие, надежность в работе, малые габариты и вес.

Исполнительные электрические двигатели постоянного и переменного тока

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.

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 (Рисунок 15, а), либо обмотка полюсов- двигатели с полюсным управлением (Рисунок 15, б).

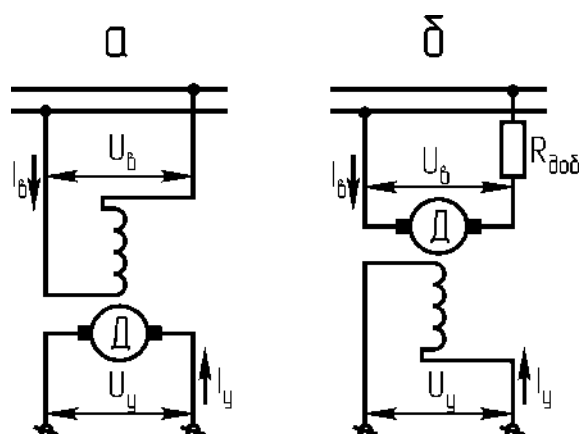


Рисунок 15. Схемы включения исполнительных двигателей постоянного тока: а- якорное управление; б- полюсное управление

У исполнительных двигателей с якорным управлением обмотка возбуждения подключается к сети с постоянным напряжением U_B 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.

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. Якорь двигателя постоянно подключен к сети с напряжением $U_B = \text{const}$. Для ограничения тока последовательно с якорем включается добавочное балластное сопротивление $R_{доб}$. 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.

Реверсивные двигатели переменного тока

Реверсивные электродвигатели используются в электронных автоматических мостах и потенциометрах для осуществления следящего уравнивания измерительной схемы и перемещения указателя прибора.

Реверсивные двигатели типов РД-09 и Д32 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.

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 36В все четыре катушки обмотки управления соединены параллельно, в двигателях на 12В- по две группы катушек обмотки управления соединены параллельно.

Концы обмоток выведены на клеммную колодку. Схема включения двигателя приведена на рисунке 16.

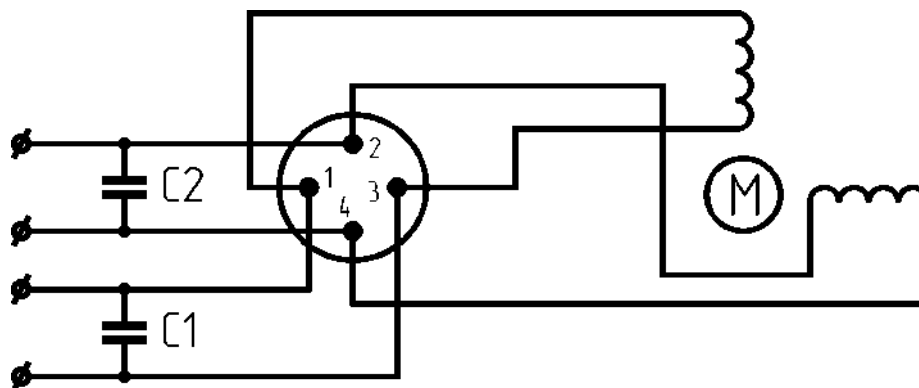


Рисунок 16. Схема включения реверсивного двигателя типа Д32

Обмотка возбуждения включается в сеть через фазосдвигающий конденсатор С1, 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 Д-32. Основные технические характеристики двигателей приведены в таблице 1.

Таблица 1

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 76 30 15,5 8,7 4,4 2,5 1,75	1:6,25 1:15,62 1:39,06 1:76,56 1:137 1:268 1:478 1:670

Тяговые электромагниты и электромагнитные муфты

Тяговые электромагниты

Электромагниты чаще выполняются броневого типа (Рисунок 17). 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.

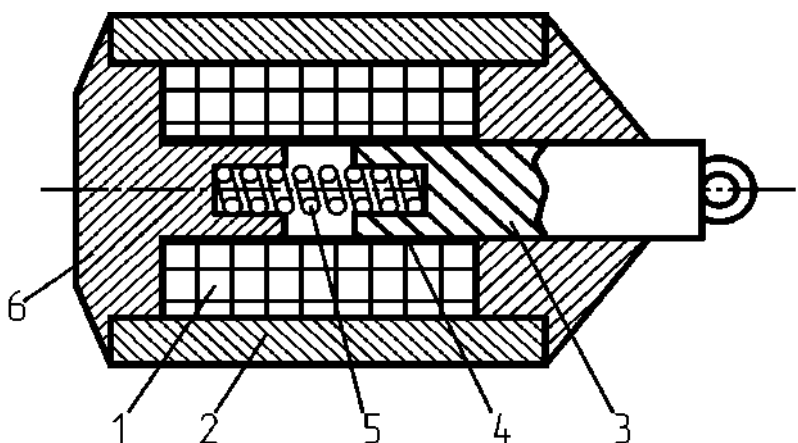


Рисунок 17. Схема электромагнита броневого типа

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 рисунке 15 показаны некоторые схемы фрикционной и порошковой муфт.

В дисковой муфте (рисунок 18, 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 (рисунок 18, 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.

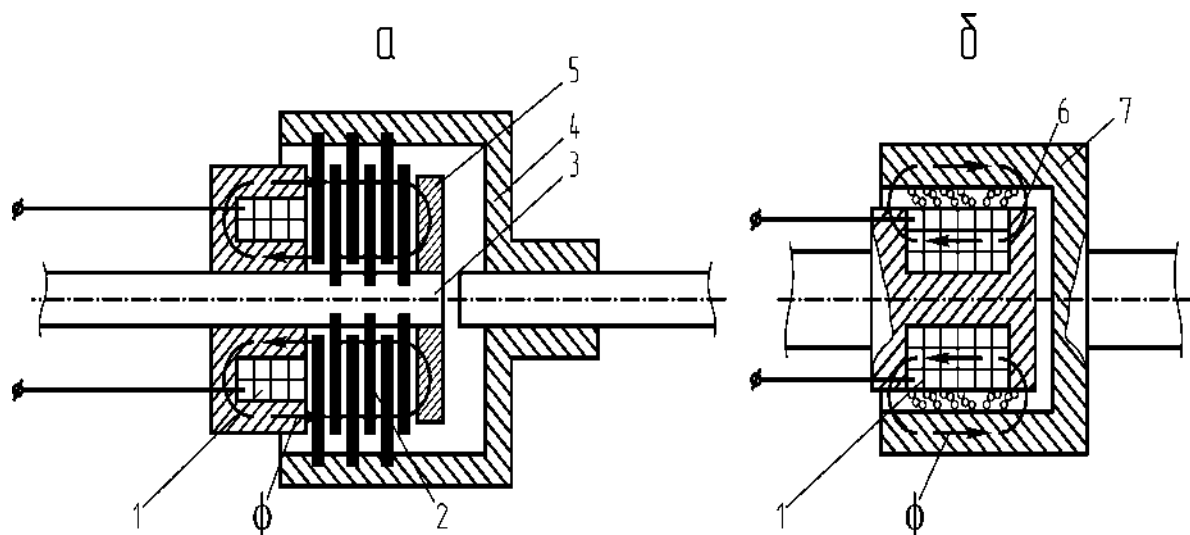


Рисунок 18. Электромагнитные муфты:

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

ГЛАВА 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ В БУРЕНИИ СКВАЖИН

Буровой технологический комплекс

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. Так, например, осевая нагрузка, замеренная с помощью поверхностной аппаратуры в 10 кН, замеренная забойным динамометром, была 4 кН.

Постановка забойных датчиков с передачей сигналов на поверхность по беспроводному каналу связи (что является проблемой) требует серьезной технической и экономической проработки вопроса.

С помощью поверхностной аппаратуры в принципе измеряется реакция узлов буровой установки на силовую загрузку долота (коронки)- 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. Буровой технологический комплекс (БТК), как цех, ограничивается размерами буровой площадки, включает буровой комплекс (станок, насос, компрессор, привод, трубооборот, мачту, технологический и вспомогательный инструмент, забойные буровые машины) 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 рисунке 19 приведена структурная схема БТК, 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.

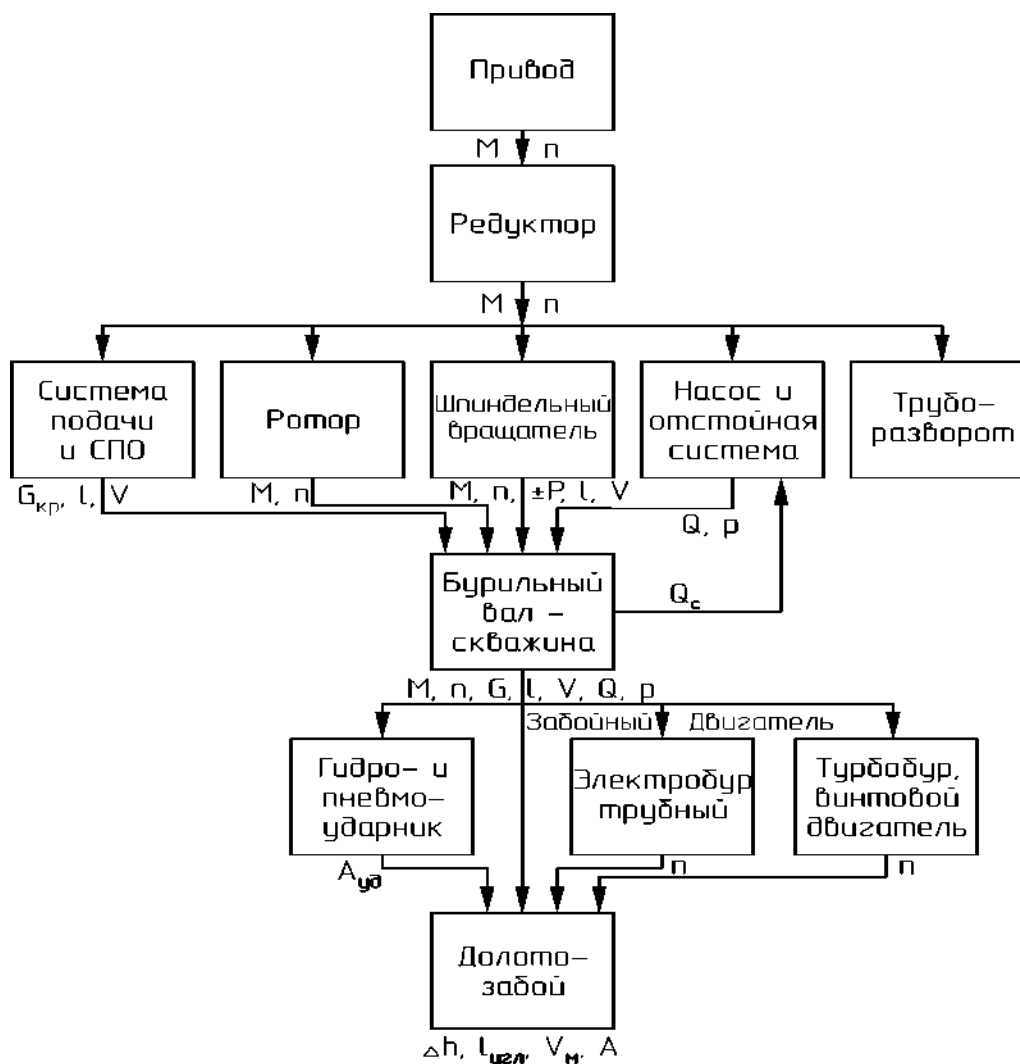


Рисунок 19. Структурная схема БТК

На схеме показаны основные типы вращателей и основные системы подачи инструмента. В звено "редуктор" включается и коробка перемены передач бурового станка. 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).

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;
- по способам измерения и контроля;
- по способу отображения информации;
- по виду унифицированного сигнала датчика.

Возможно подразделение аппаратуры и по другим признакам: по числу измеряемых параметров, по способу передачи информации на расстояние, по месту постановки датчика, по исполнению и др.

Аппаратура градуируется в размерностях основного параметра и чаще всего получает название по этому параметру, например, измеритель осевой нагрузки, расходомер промывочной жидкости и т.п. Специальная аппаратура, предназначенная для специальных целей, получает название, соответствующее этой цели.

Классификация БКИА

Классификация БКИА по функционально-технологическому признаку

По функционально-технологическому признаку (это основная классификация) БКИА может быть объединена в пять классов (таблица 2).

Таблица 2

БКИА				
Классы				
1 класс Аппаратура для контроля технологических параметров	2 класс Аппаратура для контроля технико-экономических показателей	3 класс Комплексная аппаратура	4 класс Аппаратура для определения параметров и свойств материалов	5 класс Аппаратура по ТБ и охране труда

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 нагрузка, техническое состояние, параметры оборудования, инструмента и т.д., участвующих в процессах. В классе технологической аппаратуры важными 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 или продувки (измерители расхода и давления), измерители крутящего момента, измерители частоты и энергии ударов.

2. Аппаратура для контроля работы привода (электродвигателей, двигателей внутреннего сгорания, гидро- и пневмопривода): 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, трубоизворота; 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 (сигнализаторы прекращения эжекции струйного насоса, сигнализаторы наполнения колонковой трубы керном, сигнализаторы изменения режима работы ПРИ при смене горных пород и др.).

6. Аппаратура для контроля спуско-подъемных операций: измерители скорости и высоты подъема элеватора, счетчики количества поднятых свечей, измерители глубины спуска и подъема инструмента и др.

7. Аппаратура для контроля геометрических параметров скважины (инклинометры, каверномеры, глубиномеры) и параметров процессов при проведении специальных работ и исследований в скважине: аппаратура для проведения исследований по статике и динамике подземных вод, для контроля параметров процесса откачки (скважинные расходомеры, дебитометры, уровнемеры, определители направления потоков, манометры, термометры, аппаратура для выявления зон поглощений и водопритоков 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 несколько измерителей 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 (ГП, ПКМ, ИРБ, КУРС, РУМБ).

4-й класс аппаратуры: аппаратура для определения свойств материалов, жидкостей, реагентов, участвующих в осуществлении технологических процессов (аппаратура для

Классификация БКИА по способам измерения и контроля

По способам измерения и контроля буровая аппаратура может быть объединена в три основные группы.

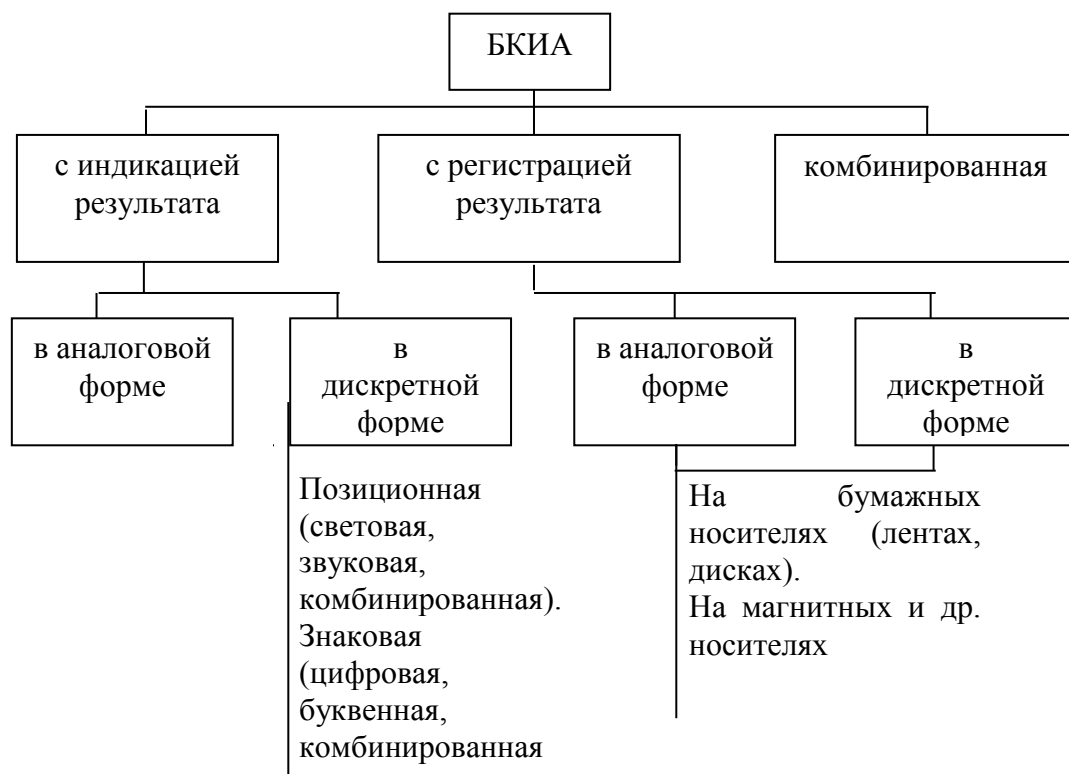
1. Аппаратура, использующая способы прямого измерения и контроля параметров, которые непосредственно характеризуют технологический процесс или состояние: механическая сила и напряжение, расход промывочной жидкости, давление, температура, частота оборотов и ударов, амплитуда и частота колебаний, момент, уровень, угол, толщина, электрическое напряжение и ток, перемещение и скорость 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.

Классификация БКИА по способу отображения информации

На рисунке 20 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 типы применяются в практике сооружения скважин.



1 Рисунок 20. Классификация БКИА по способу отображения информации

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.

Тесная связь и взаимовлияние процессов и состояний буровой установки, инструмента, скважины, толщи горных пород позволяют, контролируя комплекс параметров или один параметр, косвенным путем решать ряд не менее важных задач. Часть этих задач квалифицируется даже как специальные способы проведения исследований, способы определения или предупреждения тех или иных ситуаций.

К специальным способам исследований можно отнести, например, разделение в процессе бурения толщи горных пород на отдельные разности (механический каротаж) с помощью измерителей механической скорости бурения, осевой нагрузки и крутящего момента. Данный способ исследования относится к способам контроля естественной смены ситуаций, к которым, кроме смены горных пород и встречи пластов полезного ископаемого, можно отнести встречу поглощающего горизонта, зоны трещиноватых пород, зоны водопроявлений. Например, осуществляя контроль за круговой циркуляцией промывочной жидкости, одновременно контролируется подача промывочной жидкости в скважину- как важный технологический параметр и момент вскрытия поглощающего горизонта.

К способам определения тех или иных ситуаций можно отнести, например, способ определения состояния вооружения долота (степень износа) с использованием измерителей скорости бурения, осевой нагрузки, крутящего момента, давления промывочной жидкости.

К способам предупреждения нежелательных ситуаций можно отнести, например, способы предупреждения прижогов коронок, обрыв буровых труб, выбросов с использованием соответствующей аппаратуры.

В практике не только проводятся отмеченные выше специальные исследования, когда соответствующим путем трансформируется информация, полученная от аппаратуры, работающей по прямому назначению, но создается специальная аппаратура, использующая косвенные признаки и предназначенная только для специальных целей. Примером такой аппаратуры может служить сигнализатор встречи угольных пластов СВУП Казахского института минерального сырья (КазИМСа), использующий эффект возрастания механической скорости бурения при встрече пласта угля. Создается также аппаратура, совмещающая в себе измеритель основного параметра и специальное устройство, работающее в функции данного параметра. Примером такой аппаратуры может служить сигнализатор встречи угольных пластов С-ТПУ Томского политехнического университета, совмещающий в себе измеритель механической скорости бурения и сигнальное устройство.

Аппаратура градуируется в размерностях основного параметра и чаще всего получает название по контролируемому основному параметру, например, измеритель расхода жидкости, измеритель осевой нагрузки и т.п. Но название аппаратура может получать и по сути попутного назначения, что может быть не

менее важным в применении аппаратуры, например, упомянутый выше сигнализатор встречи угольных пластов С-ТПУ. Специальная аппаратура, предназначенная только для специальных целей, получает название, соответствующее этой цели.

Для практики бурения скважин можно рекомендовать три варианта оснащения буровых установок контрольно-измерительной аппаратурой.

1-й вариант. Простейшая аппаратура показывающего и показывающе-сигнального типа (измерители осевой нагрузки, механической скорости бурения, расходомеры и измерители давления промывочного агента и некоторые другие). Такой аппаратурой должны оснащаться все буровые установки, если они не оснащены более сложной аппаратурой. Бурильщик согласно геолого-техническому наряду на бурение скважины по приборам устанавливает режим бурения и корректирует его, добиваясь оптимальной механической скорости бурения. Подача сигналов аппаратурой при отклонении технологического параметра за пределы уставок снимает постоянное напряженное внимание бурильщика за технологическим процессом, и только в случае подачи сигналов производятся соответствующие действия. Подача сигнала может означать встречу пласта полезного ископаемого, прекращение подачи промывочной жидкости в скважину, перегрузку вышки и т.п.

2-й вариант. Аппаратура регистрирующего типа, одновременно и показывающе-сигнального-типа комплексной аппаратуры КУРС для буровых установок 5-го класса и выше.

3-й вариант. Сложный комплекс аппаратуры для визуального контроля, сигнализации и регистрации ряда основных технологических параметров с целью, прежде всего, разработки рациональных режимов бурения на конкретном месторождении рекомендуется иметь в распоряжении технологической группы. Все остальные буровые установки на месторождении оснащаются аппаратурой первой или второй группы.

В последнее время большой интерес вызывает сложный комплекс аппаратуры с использованием для обработки сигналов микроЭВМ с целью уточнения геологического разреза и геолого-технических условий. Кроме того, сложный комплекс аппаратуры (датчики) используется и при компьютеризации процесса бурения.

Классификация скважинной аппаратуры

Скважинная аппаратура предназначена для измерения "скважинных" параметров как в процессе бурения скважины, так и после её окончания.

В общем случае скважинная аппаратура включает скважинный датчик, канал связи и поверхностную приёмную часть; обязательным является нахождение в скважине точки съёма сигнала- ТСС (диаметр, уровень, порода, температура долота и др.).

В частном случае скважинная аппаратура может включать только датчик со скважинной точкой съёма сигнала (ТСС). В отдельных случаях скважинной может быть только ТСС, все же остальные звенья аппаратуры находятся на поверхности, при этом связь датчика с поверхностной аппаратурой беспроводная.

При безразличном положении ТСС (в скважине, на поверхности), если это не влияет на качество измерений, аппаратура может не включаться в класс скважинной, например, дебитомер с врезкой датчика дебита в водоподъемные трубы выше или ниже устья скважины.

Скважинная аппаратура может быть классифицирована по следующим признакам:

- по назначению (каверномеры, инклинометры, термометры и др.);
- по числу измеряемых параметров;
- по типу датчика;
- по типу канала связи;
- по виду предоставляемой информации;
- по времени использования (в процессе бурения, требуется перерыв в бурении, после окончания скважины, в аварийных ситуациях);
- по частоте использования (постоянно действующая, периодического действия, разовая, по мере необходимости);
- по времени получения (считывания) информации;
- и др.: с накоплением информации, с возможностью обработки информации на ЭВМ, автономная, сигнальная, максимальная.

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. Постановка глубинной аппаратуры для передачи сигналов на поверхность или для автоматического управления работой породоразрушающего инструмента является при малых диаметрах геологоразведочных скважин практически невозможной. Поэтому в практике распространена расположенная на поверхности аппаратура для контроля глубинных параметров. Звено "буровой вал-скважина" вносит большие погрешности в измерения глубинных параметров. При разработке аппаратуры большой трудностью является определение места съема сигнала (определение точки съема сигнала- ТСС) и его преобразование, т.е. выбор датчика. Практически все места съема сигнала являются мало приемлемыми. Этим, отчасти, и объясняется отсутствие долгие годы удовлетворительной буровой контрольно-измерительной аппаратуры.

БКИА работает в условиях сильных вибраций, тряски, динамических нагрузок, резкой смены и большой разности температур, влажности, давления, больших колебаний напряжения питания и частоты электрического тока. Специфическим является не только условия эксплуатации буровой КИА, но и ее обслуживание, надзор за работой аппаратуры. Малочисленность и "разбросанность" аппаратуры и ряд других факторов не позволяют производить квалифицированное ее обслуживание (своевременные осмотры, ремонты, ведение документации) специальными работниками.

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. Буровая контрольно-измерительная аппаратура должна удовлетворительно работать при следующих условиях эксплуатации:

температура окружающей среды, °С

для датчиков и указателей $-30 \div +50$

для регистраторов $- 5 \div +50$

параметры источников питания: колебания в процентах от номинальной величины

напряжение ± 20

частота ± 2

вибрации, м/с^2

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.

Аппаратура для контроля параметров процесса бурения

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 (продувки), частоты оборотов, крутящего момента, частоты и энергии ударов.

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. При тенденции к уменьшению диаметров скважин и увеличению их глубин важно весьма точно задавать осевую нагрузку на ПРИ.

Точки съема сигнала для измерителей веса снаряда и осевой нагрузки

В практике бурения геологоразведочных скважин применяется поверхностная аппаратура для измерения осевой нагрузки на ПРИ и поверхностные устройства подачи инструмента. Подача осуществляется со шпинделя (реализуется в буровых станках с гидравлической, рычажной, дифференциальной и комбинированной подачей) или с лебедки, так называемая свободная подача инструмента. При специальных исследованиях используются забойные измерители осевой нагрузки (разрабатываются специально). Задание осевой нагрузки всегда начинается со взвешивания бурового снаряда в условиях скважины (с вращением бурового снаряда, промывкой и опусканием со скоростью, примерно равной механической скорости бурения). Затем вес снаряда G_{CH} или учитывается при задании осевой нагрузки или компенсируется.

Осевая нагрузка G_{OC} на породоразрушающий инструмент при учете веса бурового снаряда G_{CH} и подаче инструмента со шпинделя:

$$G_{OC} = G_{CH} \pm P_B,$$

где P_B – дополнительное усилие, прикладываемое к верху бурового снаряда; когда вес снаряда меньше осевой нагрузки, P_B со знаком “+”; когда вес снаряда превышает требуемую осевую нагрузку, снаряд вывешивается, т.е. P_B со знаком “–”.

При бурении восстающих скважин G_{CH} имеет отрицательный знак и

$$G_{OC} = -G_{CH} + P_B.$$

При подаче инструмента с лебедки осевая нагрузка определяется как

$$G_{OC} = G_{CH} - G_{KP},$$

где G_{KP} – усилие на крюке в процессе бурения.

Компенсация веса снаряда применяется у геологоразведочных станков с гидравлической подачей типа СКБ (подача со шпинделя); снаряд удерживается на весу “подпором” масла в нижних полостях гидроцилиндров подачи. В этом случае $G_{OC} = P_B$.

В процессе бурения поддержание осевой нагрузки на одном уровне или ее изменение (регулирование) производится путем стабилизации параметра P_B (или G_{KP}) или его соответствующего изменения тем или иным способом. Отсюда и появились названия: индикаторы, измерители и стабилизаторы веса снаряда.

Если аппаратура для измерения осевой нагрузки предназначена для буровых станков с широко распространенной гидравлической системой подачи, то наиболее простым и приемлемым является встраивание датчиков в гидравлическую систему станка, т.е. точкой съема сигнала (ТСС) является давление масла в гидроцилиндрах вращателя.

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).

И в первом и во втором случае датчики могут быть встроены в буровой инструмент (ниже зажимного патрона- при подаче со шпинделя). Правда, встраивание датчиков в буровой инструмент сопряжено со значительными трудностями снятия сигнала с вращающегося и перемещающегося поступательно вала. Таким образом, при анализе точек съема сигнала необходимо определять места приложения (или наличие) усилий, перемещений, напряжений, давлений, крутящих моментов, пропорциональных осевой нагрузке, в элементах бурового станка, вышки, талевой системы и буровом инструменте. Все названные места съема сигнала апробированы на практике.

Наиболее распространенными в настоящее время являются измерители веса снаряда и осевой нагрузки, связанные с гидравлической системой подачи станка и с неподвижным концом каната талевой системы. В таблице 2 показано место данных измерителей по точке съема сигнала (ТСС) в общей группе измерителей.

Таблица 2

Точки съема сигнала для измерителей веса снаряда и осевой нагрузки	
при подаче с лебедки	при гидравлической подаче со шпинделя
1. Лебедка	1. Гидравлическая система
2. Талевая система	2. Траверса вращателя
3. Буровая вышка	3. Шпиндель, патроны
4. Буровой инструмент	4. Буровой инструмент

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 пятю крюка талевого блока, несмотря на такое неудобство как подвижная проводная связь.

На рисунке 21 показаны варианты схем преобразования усилия в неподвижном конце талевого каната: в одном случае используется непосредственно усилие, действующее на датчик (схемы а, г, д), в другом случае усилие разлагается с помощью параллелограмма сил и используется горизонтальная составляющая (схемы б, в). Усилие преобразуется в перемещение (схемы а, в)- пружинный указывающий динамометр ДПУ, датчик веса рессорный ДВР; в давление (схемы б, в, г); в силу сжатия (схема д, е)- сжатие магнитоупругого элемента (измеритель нагрузки МКН-1: датчики ДНР и ДНС).

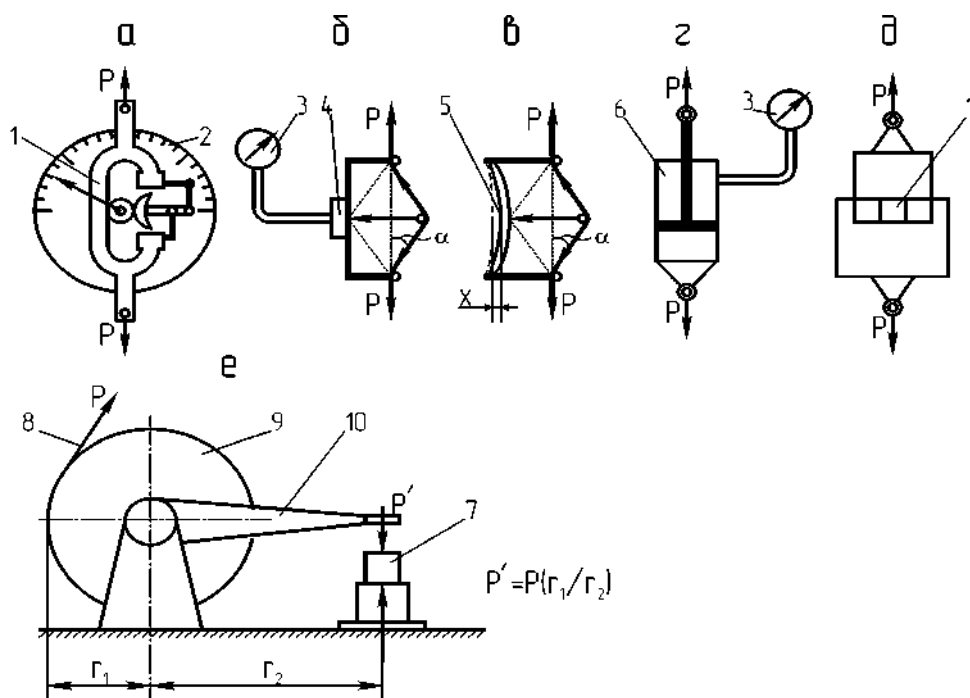


Рисунок 21. Схемы преобразования усилия в неподвижном конце талевого каната: 1-упругий элемент; 2- шкала; 3- манометр; 4- мессдоза; 5- рессора; 6- гидроцилиндр; 7- магнито-упругий датчик; 8- неподвижный конец каната талевой системы; 9- барабан; 10- рычаг; P – усилие в неподвижном конце каната; P' - усилие сжатия на магнитоупругий датчик

Датчики, связанные с гидравлической системой станка, преобразуют давление масла в силу и далее: в прогиб мембраны, ход подпружиненного поршня, деформацию трубки Бурдона, изменение магнитных свойств ферромагнитных материалов и др. Для измерителей характерна случайная и неизвестная погрешность, вносимая трением поршней о цилиндры, перетоком масла из нижних полостей гидроцилиндров подачи в верхние и наоборот, загрязнением масла.

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 (Таблица 3).

Принципиальная схема работы индикатора показана на рисунке 22. На неподвижном конце талевого каната трансформатор давления монтируется так, что канат оказывается преломленным между крайними роликами обоймы и средним опорным роликом, опирающимся на мембрану.

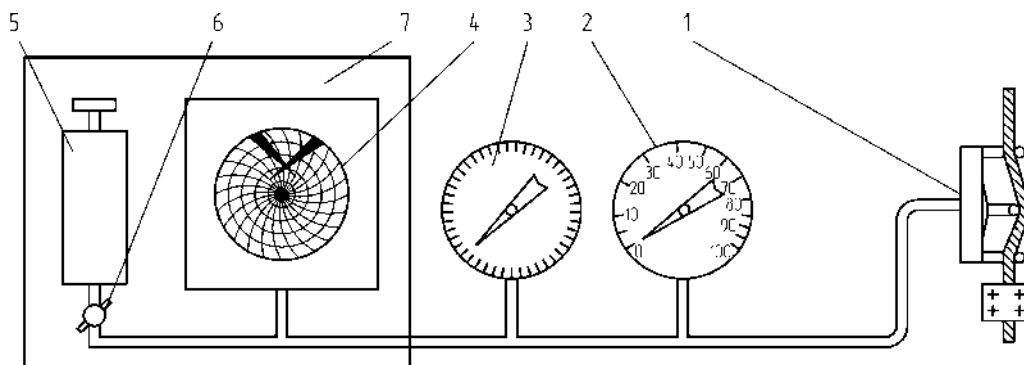


Рисунок 22. Полный комплект индикатора ГИВ-6:

1-трансформатор давления; 2- основной указатель; 3- верньерный указатель; 4- регистратор; 5- пресс-бачок; 6- вентиль; 7- щит

Таблица 3

№ п/п	Комплект	ГИВ-6-1	ГИВ-6-2	ГИВ-6-3
1	Трансформатор давления	+	+	+
2	Основной указатель	+	+	+
3	Верньерный указатель	+	нет	нет
4	Щит	+	+	+
5	Регистратор	+	+	нет
6	Пресс-бачок	+	+	+

Под действием нагрузки на крюк неподвижный конец каната испытывает растягивающее усилие P . Благодаря преломлению каната под углом α возникает сила R , действующая на мембрану:

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

С другой стороны: $R = pF$,

где p - давление жидкости в мессдозе в кгс/см²; F -опорная поверхность мембраны, см².

Приравнявая выражения, находим:

$$p = \frac{2P \sin \alpha}{F}$$

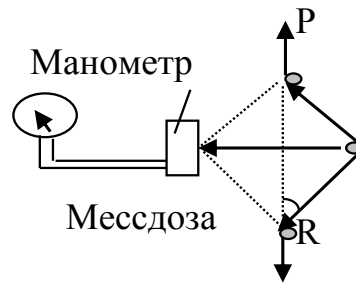


Рисунок 23 Принципиальная схема работы индикатора ГИВ-6

Таким образом, давление жидкости находится в прямой зависимости от натяжения неподвижного конца талевого каната. Ввиду малого значения угла α сила R составляет только 10-15% от усилия в канате P . Усилие P в неподвижном конце талевого каната:

$$P = \frac{pF}{2 \sin \alpha}$$

Нагрузка на крюк $Q_{кр}$:

$$Q_{кр} = \frac{2mP}{\eta}$$

где m - число роликов талевого блока; η - КПД талевой системы.

Подставив значение P в формулу, получим:

$$Q_{кр} = \frac{mPF}{\eta \cdot \sin \alpha}$$

При определенной конструкции мессдозы и талевой системы, имеющей данный КПД, можно записать:

$$Q_{кр} = C \cdot p,$$

где коэффициент пропорциональности $C = \frac{mF}{\eta \cdot \sin \alpha}$.

О нагрузке на крюке можно судить по отсчетам значений p на манометре. Выражением не учтены жесткость каната и силы трения, которые при больших диаметрах каната приводят к нелинейной зависимости между p и P . Кроме того, практическая нелинейность характеристики определяется изменением угла преломления каната α при изменении силы P за счет упругих деформаций мембраны.

Для пользования индикатором веса необходима тарировочная кривая, выражающая зависимость между показаниями прибора и величиной натяжения преломленного каната.

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.

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 соответствует весу талевого блока и крюка.

При температуре окружающей среды от -40 до +5°C 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; Δt -абсолютное значение разности температур: $\Delta t = t_2 - t_1$; t_2 -любое значение температур в рабочем диапазоне; t_1 -температура при поверке прибора, $t_1 = 20 \pm 5^\circ\text{C}$.

В таблице 4 приведены данные заводской тарировки комплекта ГИВ-6-2 с трансформатором давления ТД-2А для каната $\varnothing 15,5\text{мм}$.

Таблица 4

№ п/п	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

Конструкция ГИВ-6

В моделях ГИВ-6-1 и ГИВ-6-2 на щите устанавливается пресс-бачок, регистратор и арматура (запорный вентиль, красномедный трубопровод, тройник). В модели ГИВ-6-3 на щите вместо регистратора укреплен основной указатель.

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 кг.с/см²; цена деления диаграммы 0,1 кг.с/см², класс точности -1, завод часового механизма-на 8 сут.

Пресс-бачок служит для заполнения всей системы рабочей жидкостью и представляет собой цилиндр с днищем и крышкой. К днищу крепится штуцер для подсоединения трубопровода. Через крышку проходит винт с воротком; винт шарнирно соединен с поршнем. В крышке имеется пробка для залива рабочей жидкости.

Основной указатель смонтирован в литом корпусе. В корпусе смонтирована трубчатая манометрическая пружина Бурдона, неподвижный конец которой впаян в держатель, а свободный закрыт 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° 100 равномерных делений, оцифрованных через каждые 10 делений. Рабочая жидкость подводится к трубчатой манометрической пружине от общей гидравлической линии индикатора через штуцер. Для сглаживания резких колебаний давления в штуцере помещен дроссель.

Верньерный указатель предназначен для уточнения показаний индикатора веса при изменении нагрузки на долото и устроен аналогично основному. В отличие от основного верньерный указатель имеет 360-градусную шкалу с 40 неоцифрованными делениями. При нормальном давлении 10 кгс/см² стрелка прибора поворачивается на 1800°. 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 (Рисунок 24).

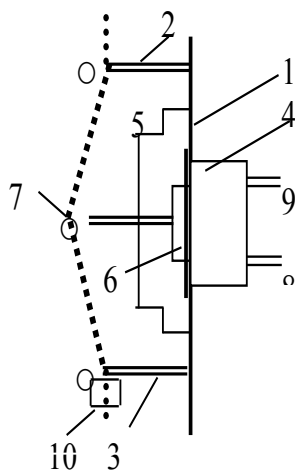


Рисунок 24. Трансформатор давления

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 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, 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.

Монтаж. Внутри бурового здания на расстоянии 2-3 м от места крепления неподвижного конца талевого каната устанавливается на грунте щит на высоте 2-2,5 м от пола (стенки и пола щит не должен прикасаться). На щите монтируются приборы ГИВ-6. Неподвижный конец талевого каната на всем протяжении от ролика кронблока до места крепления не должен касаться вышки.

Трансформатор давления устанавливается на неподвижном конце талевого каната (опирается на поддерживающий зажим) на высоте, несколько большей, чем высота установки указателей. 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. Ось среднего ролика должна быть строго перпендикулярна оси каната (при необходимости обойма с поплавком поворачивается по часовой стрелке).

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.

Ввод в эксплуатацию. Для ввода прибора в эксплуатацию необходимо:

а) установить с помощью пресс-бачка перо регистратора на 10-ом делении диаграммы;

б) приподнять крюк над устьем скважины на высоту 10-15 м и снова опустить его; эту операцию проделать 2-3 раза, убедившись, что стрелка основного указателя и перо регистратора остаются на 10-ом делении. При отклонении в систему закачивается (или выпускается) из трансформатора необходимое количество жидкости;

в) завести часы регистратора, установить диаграмму по времени, наполнить перо чернилами.

Расшифровка записей индикаторной диаграммы

Запись усилия на крюке ведется непрерывно на бумажном диске, приводимом во вращение часовым механизмом со скоростью 1 об/сут.

На рисунке 25 приведена суточная диаграмма записи работы (усилия на крюке) буровой установки. 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. 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.

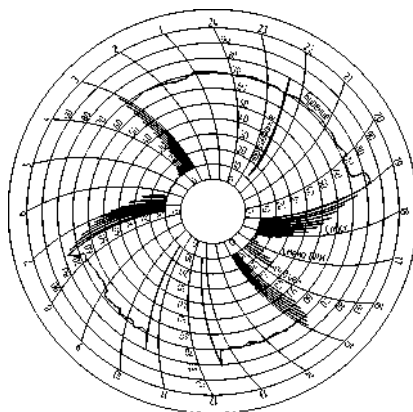


Рисунок 25. Суточная индикаторная диаграмма

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. Последнее обстоятельство, например, облегчает определение момента встречи угольного пласта по резким (до 40%) увеличениям показаний приборов.

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 подкладную вилку (клинья), идет бурение с осевой нагрузкой, равной весу снаряда и т.п. Здесь следует заметить, что без дополнительных записей бурильщика расшифровка диаграмм не всегда однозначна.

Примеры определения веса снаряда и осевой нагрузки

В примерах использован ГИВ-6-2 с трансформатором давления ТД-2А, талевый канат $\varnothing 15,5$ мм, оснастка талевой системы 1х2 ($m=2$). В примерах не учитывается вес и КПД талевой системы, что конечно вносит погрешность в измерения, но эта погрешность незначительная.

Пример 1. Определить вес бурового снаряда в условиях скважины G_{CH} , или что то же самое- усилие на крюке G_{KP} , если отсчет основного указателя при взвешивании снаряда 45 делений.

По паспорту 40-му делению соответствует (см.табл.3.5) усилие в неподвижном конце талевого каната 1400 кгс, а 50-му 1900 кг.с. Средняя цена деления а в интервале между 40-ым и 50-ым делениями (т.е. между делениями, кратными десяти) составит: $a = (1900 - 1400) / 10 = 50$ кг.с, тогда 45 делениям соответствует усилие в неподвижном конце талевого каната $1400 + 5 \times 50 = 1650$ кг.с. Нагрузка на крюк G_{KP} в m раз больше усилия в неподвижном конце талевого каната: $G_{KP} = Q_{CH} = 2 \times 1650 = 3300$ кг.с.

Пример 2. Определить нагрузку на буровую мачту P_M при условиях примера 1: $P_M = (m+2) \cdot 1650 = 6600$ кгс.

Пример 3. Определение осевой нагрузки. Для определения осевой нагрузки необходимо от числа делений n_B , соответствующих весу инструмента в условиях скважины, вычесть число делений при разгрузке $n_Б$ (т.е. при бурении), полученную разность Δn умножить на число струн талевой оснастки m и среднюю цену деления a в данном интервале.

Отсчет по основному указателю составил: при взвешивании снаряда $n_B = 60$ делений, при бурении $n_Б = 51$ деление. Следовательно, величина осевой нагрузки в делениях составит $\Delta n = n_B - n_Б = 60 - 51 = 9$ делений. По паспорту 60-му делению соответствует усилие в неподвижном конце талевого каната 2400 кгс, а 50-му- 1900 кг.с. Средняя цена деления в этом интервале $a = (2400 - 1900) / 10 = 50$ кг.с. Величина осевой нагрузки составит $G_{OC} = (a \cdot m) \cdot n = (50 \cdot 2) \cdot 9 = 900$ кг.с.

Если же осевая нагрузка задана в кг.с, а необходимо определить соответствующие деления по прибору, то производят следующий пересчет. Пусть $G_{oc} = 1200$ кг.с, показания прибора при взвешивании бурового снаряда $n_B = 65$ делений.

Средняя цена деления в интервале 70-60 делений $a = (2850 - 2400) / 10 = 45$ кг.с. При снижении отсчета с 65-го деления до 60-го будет набрана осевая нагрузка $45 \cdot 5 = 450$ кг.с.

Средняя цена деления в интервале 60-50 делений $a = (2400 - 1900) / 10 = 50$ кг.с. Для набора еще $(1200 - 450) = 750$ кг.с 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.

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.

При специальном заказе измеритель МКН-1 снабжается устройством сигнализации, срабатывающим при достижении измеряемым параметром задаваемых наименьшего и наибольшего значений.

В состав измерителя МКН-1 входят: датчик нагрузки ДН (растяжения-ДНР или сжатия- ДНС; таково внешнее восприятие работы датчиков, чувствительный же элемент того и другого датчика воспринимает усилие сжатия); показывающий и регистрирующий прибор ПРП; комплект кабелей (кабель датчика и кабель питания); устройство для монтажа датчика ДНС и перепуска каната- УМН (поставляется по заявке заказчика).

Основой измерительных каналов МКН-1 является автокомпенсатор переменного тока. Принцип действия датчика нагрузки основан на использовании магнито-упругого эффекта, который заключается в изменении магнитной проницаемости ферромагнитных материалов под действием механического напряжения.

Датчик состоит из двух электромагнитных преобразователей, включающих обмотки возбуждения, измерительные обмотки со своими магнитопроводами. Нижний (по схеме) преобразователь образует чувствительную секцию датчика, а верхний- компенсационную. Обмотки возбуждения преобразователей соединены последовательно и питаются

переменным током напряжением 36В; измерительные обмотки соединены последовательно и встречно. При отсутствии усилия F индуктивные сопротивления и напряжения возбуждения преобразователей одинаковы- 18В. 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 $\sim U_d$, определяемый разностью этих напряжений.

Работа измерителя МКН-1

На рисунке 26 показана структурная схема измерителя МКН-1. Датчик нагрузки ДН воспринимает усилие, пропорциональное нагрузке на крюке $G_{кр}$ талевой системы и преобразует его в электрическое напряжение U_d . Это напряжение подается на вход вторичного показывающего и регистрирующего прибора ПРП1, который преобразует поданное напряжение в отклонение стрелок показывающих и регистрирующих устройств.

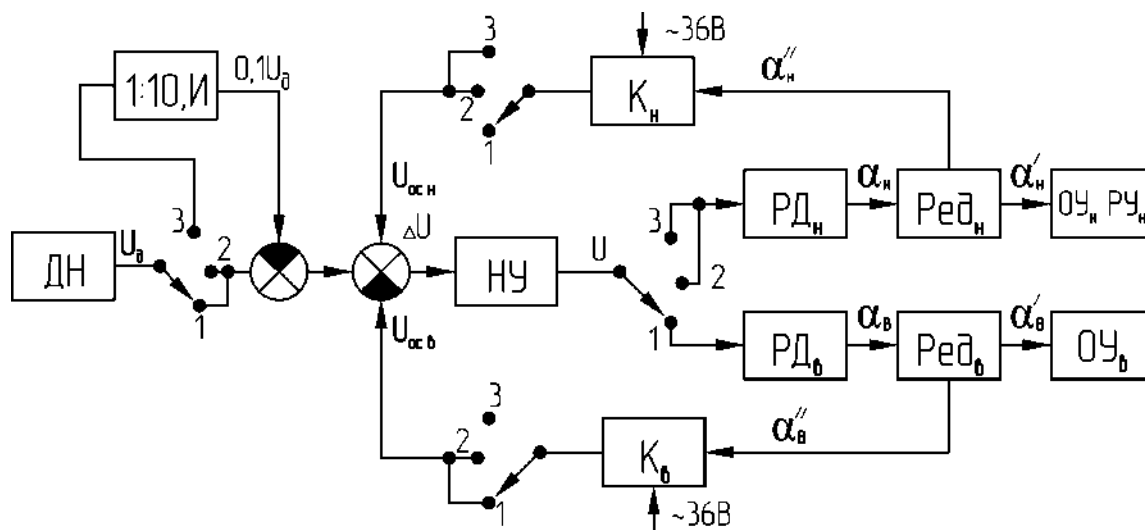


Рисунок 26. Структурная схема измерителя МКН-1

Прибор ПРП1 имеет два измерительных канала (и соответственно две шкалы со стрелками): «Вес» снаряда и «Нагрузка» на забой. Канал «Нагрузка» используется также и для измерения усилия на крюке при СПО и любых других грузовых операциях; в этом случае сигнал датчика уменьшается в 10 раз и инвертируется (он должен быть в противофазе с сигналом обратной связи $U_{осн}$). Четырехплатный переключатель 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_B или компенсатора нагрузки K_H . Разность поданного сигнала и сигнала компенсатора (ΔU) усиливается (U) нуль-усилителем НУ и

подается на управляющую обмотку реверсивного двигателя РД_В (или РД_Н), 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_Н отключен, питание статорной обмотки возбуждения компенсатора К_Н 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 α_B'' , пропорциональный весу снаряда.

Положение 2- “Нагрузка”. При переключении переключателя с первого положения во второе отключается реверсивный двигатель РД_В, за счет сил трения ротор компенсатора К_В останется повернутым на угол α_B'' , пропорциональный весу снаряда; питание статорной обмотки возбуждения компенсатора К_В остается включенным, следовательно, сигнал обратной связи U_{OCB} , пропорциональный углу α_B'' , т.е. и весу снаряда, подается на сумматор. Это называется «запоминанием» веса снаряда. На сумматор подается и сигнал датчика U_d . Сигналы U_d и U_{OCB} по абсолютной величине равны, но противоположны по фазе, поэтому 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_Н, и поскольку включен реверсивный двигатель РД_Н, то канал (подсистема) “Нагрузка” сработает на сведение ΔU к нулю, т.е. если стрелка находилась не на нуле, то после взвешивания снаряда и перевода переключателя в положение 2, 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 α_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 (3.3): $G_{OC} = G_{CH} - G_{KP}$.

Положение 3- “На крюке, $T \times 10$ ”. 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 его 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 зафиксируется измерителем.

Регистрация усилий на крюке при СПО и других грузовых операциях. Переключатель ставится в положение 3- “На крюке, $T \times 10$ ”. 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.

Измерители давления промывочной жидкости

Правильное назначение и контроль за расходом и давлением промывочной жидкости в процессе бурения являются важным фактором успешного проведения скважин. Применение расходомеров позволяет грамотно вести режим промывки, что важно при алмазном бурении.

Одновременное наблюдение за показаниями расходомера и измерителя давления позволяет получать важную информацию о процессе бурения и работе насоса, например, внезапный рост расхода при одновременном падении давления (при использовании регулировочного крана) может служить сигналом обрыва бурильных труб; избегать прижогов ПРИ и прихватов инструмента и т.д.

В практике бурения геологоразведочных скважин широко распространены станки с гидравлической подачей, в связи с чем для определения усилия (веса снаряда, осевой нагрузки, усилия для извлечения обсадных труб) используются манометры. Манометры используются и при бурении с продувкой сжатым воздухом (определение давления на выкиде компрессора).

Классификация измерителей давления

Давление характеризуется отношением силы к единице поверхности. Различают давление атмосферное или барометрическое p_b , избыточное $p_{и}$, абсолютное p_a , и разрежение p_p . Связь между ними определяется:

$$p = p_a - p_{\delta},$$

$$p_a = p_{\delta} + p,$$

$$p_p = p_{\delta} - p_a$$

Измерители давления подразделяются:

- по роду измеряемой величины: барометры (p_{δ}), манометры (p), вакуумметры (p_p), мановакуумметры (p и p_p), дифференциальные манометры (Δp);
- по 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 рисунке 27 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 10^0 . Общий принцип действия пружинных манометров состоит в том, что под действием измеряемого давления чувствительный элемент 1 деформируется и посредством передаточно-множительного механизма (4,5) деформация преобразуется в круговое движение стрелки 3 вдоль шкалы 2.

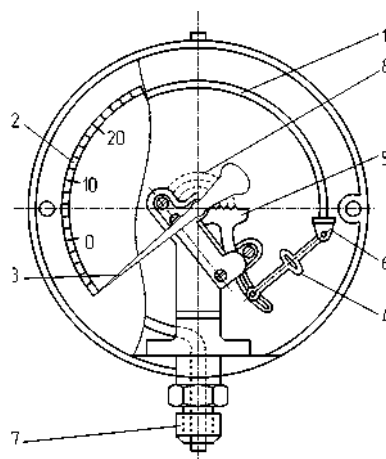


Рисунок 27. Схема трубчатого манометра:

- 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 (Рисунок 28) изготавливаются с числом витков трубки от 2,5 до 9.

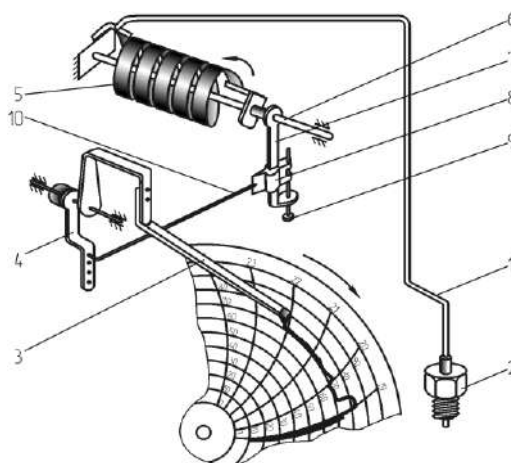


Рисунок 28. Схема манометра с винтовой трубчатой пружиной (геликсом):

1- капиллярная трубка; 2-штуцер; 3-стрелка с пером; 4-рычаг; 5-геликоидальная пружина; 6-ось; 7-рычаг; 8- ползун; 9-винт; 10-тяга

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.

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 (Рисунок 29) 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

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.

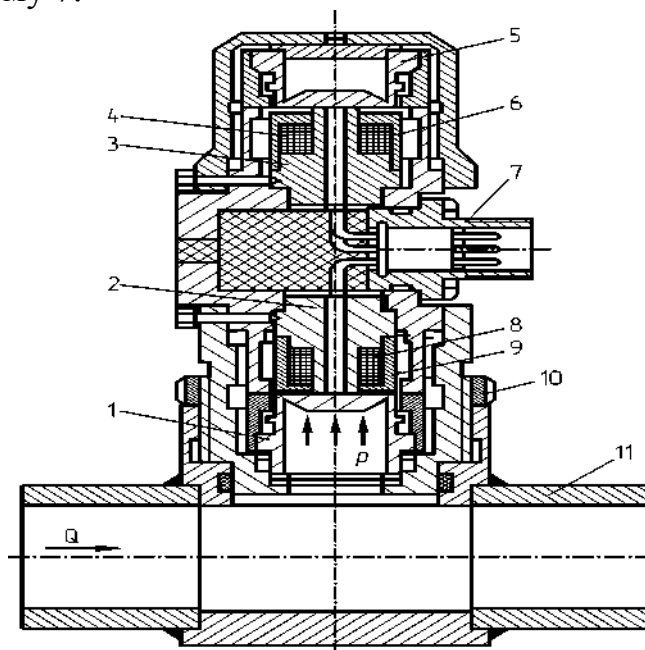


Рисунок 29. Датчик давления ДДП: 1-сильфон; 2-чувствительный элемент; 3- компенсационный элемент; 4-катушка; 5-сильфон; 6-магнитопровод; 7- штепсель-ный разъем; 8-катушка; 9-магнитопровод; 10- гайка; 11-тройник

Магнитоупругие измерители давления выпускаются в двух модификациях- МИД-1 и МИД-1а. Различие в модификациях измерителей заключается в источнике питания. Принципиальная электрическая схема измерителя МИД-1 показана на рисунке 30. Электрический сигнал от датчика Д подается через выпрямитель Д1-Д4 на измерительный прибор ИП М325. Схема измерителя МИД-1 включает феррорезонансный стабилизатор напряжения, в измерителе МИД-1а стабилизатора напряжения нет. 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.

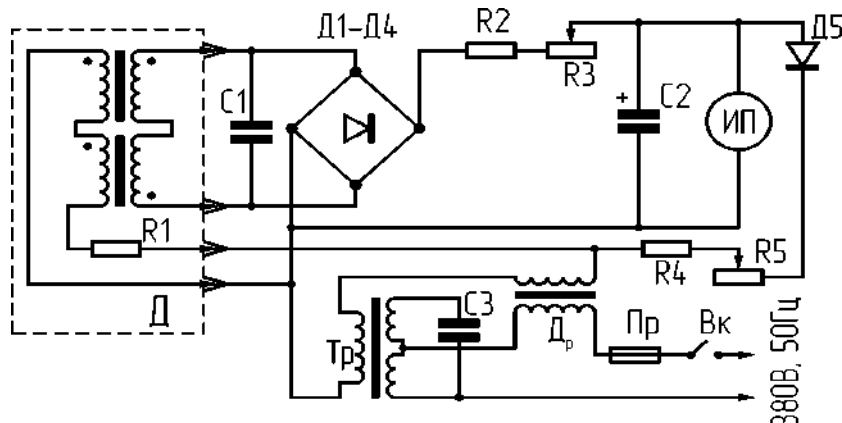


Рисунок 30. Принципиальная электрическая схема измерителя МИД-1

Измерители расхода промывочной жидкости

Классификация способов и средств измерения расхода жидкости

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, 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.

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.- счетчики количества (объемные и скоростные), и мгновенный расход при промывке скважины в процессе бурения, при откачке воды из скважины и т.д.

В бурении скважин и 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.

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) и скоростные (расход определяется по скорости потока).

Электромагнитные (индукционные) расходомеры. Электромагнитные (или индукционные) расходомеры основаны на измерении ЭДС, индуцируемой в потоке электропроводной жидкости, пересекающей при своем движении магнитное поле (рисунок 31, 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:

$$E = B \cdot l \cdot v = B \cdot l \cdot (Q/S),$$

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

$$Q = (\pi \cdot d^2 \cdot E) / 4B = k \cdot E,$$

где d - диаметр трубопровода; k - коэффициент пропорциональности.

Трубопровод изготавливается из неферромагнитной нержавеющей стали и изнутри футеруется электроизоляционным материалом. В действительности

$$Q = k \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot E,$$

где коэффициенты k_1 и k_2 соответственно учитывают неравномерность магнитного поля и шунтирующее действие металлической трубы, соприкасающейся с футеровкой.

Расходомеры обтекания нашли большое применение в практике. 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 рисунке 31, 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 поплавок, устанавливается в вертикальном положении; высота подъема поплавок 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. Для измерения расходов жидкостей и газов под небольшим давлением применяются ротаметры с конической стеклянной трубкой, в которой под действием потока поднимается поплавков. Высота подъема поплавка отмечается по шкале и тем самым фиксируется расход жидкости или газа.

Струя протекающей через ротаметр среды заставляет поплавков подниматься до тех пор, пока эффективный вес его $G_{\text{ПЖ}}$ (т.е. вес поплавка в измеряемой среде с учетом действия архимедовой силы) не будет уравновешен разностью давлений $\Delta p = p_1 - p_2$, где p_1 и p_2 , - соответственно, давление снизу и сверху поплавка.

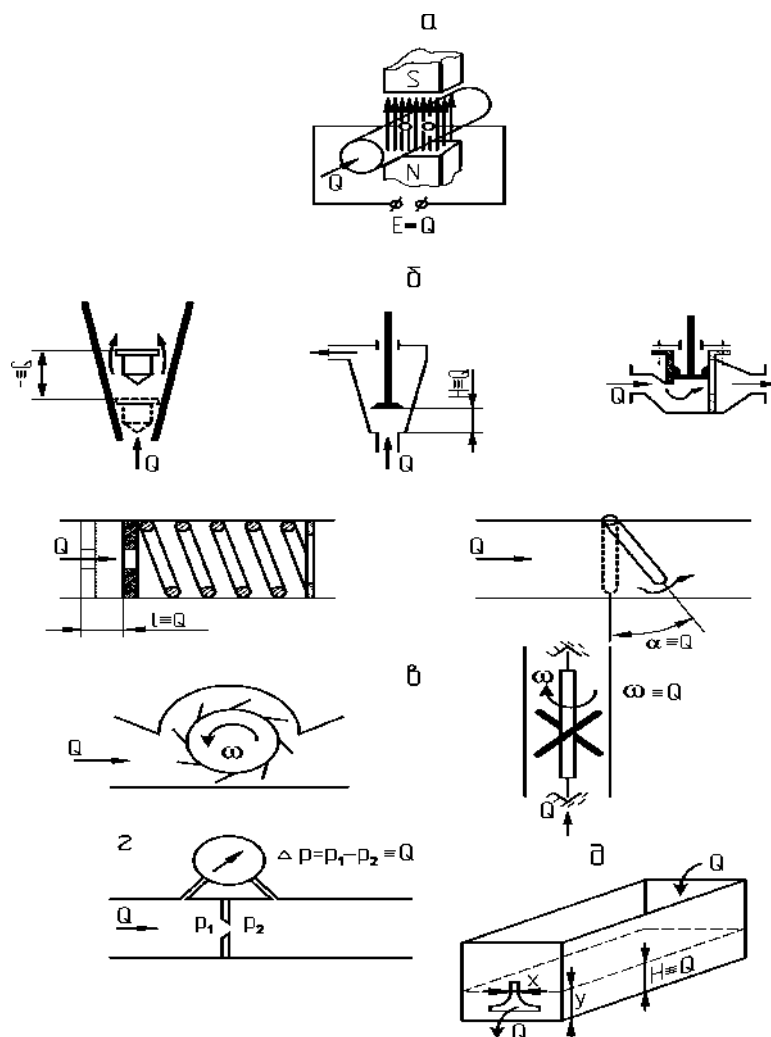


Рисунок 31. Схемы датчиков расхода жидкости:

- а-электромагнитный датчик;
- б- датчики расходомеров обтекания;
- в- датчики турбинных расходомеров;
- г- датчики расходомеров переменного перепада давления;
- д- датчик расходомера переменного уровня

В условиях равновесия системы между внутренней стенкой трубки ротаметра и поплавком образуется кольцевой зазор, создающий местное сопротивление для прохождения жидкости при неподвижно установившемся по высоте поплавка. Перепад давления Δp для ротаметров является постоянным

($\Delta p = G_p S$, где S – миделево сечение, т.е. максимальное сечение поплавка, перпендикулярное оси ротаметра), если поплавок не касается стенок трубки, и не зависит от величины расхода.

Таким образом, изменение расхода не влияет на величину перепада давления, а лишь определяет положение поплавка по вертикали и приводит к изменению площади кольцевого зазора. В идеальном случае расход жидкости должен был бы зависеть только от площади проходного сечения S . Практически же не весь напор Δp расходуется на увеличение скорости в суженном отверстии, а часть его тратится на трение о стенки кольцевого сечения, на образование завихрений до и после поплавка.

Указанные сопротивления учитываются безразмерным коэффициентом расхода f ; в зависимости от числа Рейнольдса Re для различных типов поплавков коэффициент f может изменяться в широких пределах: 0,2 - 0,8; для большой группы поплавков $f = 0,5 - 0,8$.

Недостатком ротаметров является необходимость внесения поправок в его показания при изменении удельного веса или вязкости среды.

Для измерения расходов жидкостей под большим давлением используются металлические конические трубки и более 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 (Рисунок 32). 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 (как это сделано у расходомеров РС-ТПУ) преобразуется в электрический сигнал U_d , который пропорционален величине вхождения сердечника в катушку H , т.е. и расходу Q .

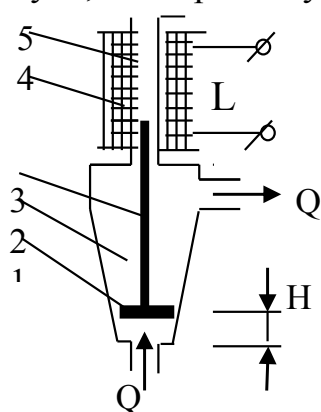


Рисунок 30. Датчик поплавкового типа

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 α ; противодействующей силой является вес лопасти, упругие силы подвески или реакция пружины. Угол поворота лопасти для измерения расходов жидкостей выбирается до 70° . При больших углах поворота резко снижается

чувствительность датчика. Связь между расходом Q и углом поворота лопасти с грузовым уравниванием определяется: $Q = K \cdot \operatorname{tg} \alpha / \cos \alpha$, где K - коэффициент, зависящий от конструкции и геометрии датчика, веса лопасти и плотности жидкости.

Большую группу составляют расходомеры переменного перепада давления, основанные на измерении перепада давления, создаваемого в зависимости от расхода жидкости с помощью сужающего устройства, трубного сопротивления, напорного устройства или напорного усилителя.

Зависимость между перепадом давления Δp и расходом Q определяется:

$$Q = kF\sqrt{\Delta p \cdot \gamma},$$

где F - сечение диафрагмы; γ - удельный вес жидкости; k - коэффициент, зависящий от параметров датчика и жидкости.

Для измерения перепада давления используется дифференциальный манометр (дифманометр), проградуированный в единицах расхода (Рисунок 31, г).

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.

Тахометрические расходомеры. В тахометрических расходомерах в качестве преобразователя расхода чаще всего выступают турбинки (см. Рисунок 31, 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 дебитометров.

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.

Основные узлы расходомера: 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 (Рисунок 31, д):

$$x = \frac{c}{\sqrt{y}}$$

где: c - постоянный коэффициент, определяемый конкретной конфигурацией расходомера.

Классификация расходомеров по месту съема сигнала

Исходя из конкретных условий бурения геологоразведочных скважин (поршневые насосы, наиболее распространенная прямая схема промывки) и анализа формулы производительности поршневого насоса,

$$Q = m \cdot k \cdot l \cdot S \cdot \eta,$$

где: m - число цилиндров; k - число ходов поршня в единицу времени; l -ход поршня; $S = S_{\text{п}}$, где $S_{\text{п}}$ - площадь поршня; η - 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.

В таблице 5 приведена схема мест съема сигнала и соответствующих первичных исходных параметров, функционально связанных с расходом.

Таблица 5

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, расход жидкости на слив, частота импульсов давления
Скважина	Расход жидкости, выходящей из скважины
Зумпф	Объем жидкости, уровень

При нормальных условиях работы насоса мерой его производительности может служить частота оборотов вала привода, число ходов поршней, длина хода поршней, частота импульсов давления. Считая производительность насоса постоянной, можно, измеряя расход жидкости на слив, судить о расходе жидкости, подаваемой в скважину. Параметры зумпфа- объем и уровень могут служить мерой расхода подаваемой в скважину жидкости, если нет круговой циркуляции. Контролировать расход жидкости, подаваемой в скважину, можно по расходу жидкости, выходящей из скважины, если отсутствует поглощение (известна интенсивность). Знание мест съема сигнала дает дополнительные возможности, варианты для разработки расходомеров промывочной жидкости. Основным местом постановки (ТСС) датчиков современных расходомеров является нагнетательная линия. В этом случае устраняются многие помехи и факторы, вносящие погрешность в измерения.

Электромагнитные расходомеры ЭМР

Электромагнитные расходомеры ЭМР предназначены для измерения расхода воды и глинистого раствора, обеспечивают непрерывный визуальный контроль и постоянную точность измерения расхода жидкости при широком изменении ее физико-механических свойств: вязкости, плотности, температуры, давления. Действие расходомера основано на преобразовании в электромагнитном датчике (Рисунок 33, а) расхода жидкости в электрическое напряжение и измерении последнего. Технические характеристики расходомеров приведены в таблице 6.

Электромагнитный расходомер ЭМР-2 предназначен для измерения расхода не содержащей масляных примесей промывочной жидкости. Расходомер включает датчик, показывающий пульт и комплект кабелей.

Датчик (Рисунок 31) состоит из трубопровода 3 из неферромагнитного материала, вмонтированных в него в диаметрально противоположных точках двух электродов 2 и электромагнитной системы. Магнитное поле перпендикулярно оси трубопровода и оси электродов. Трубопровод изнутри футерован полиэтиленовой трубкой 4.

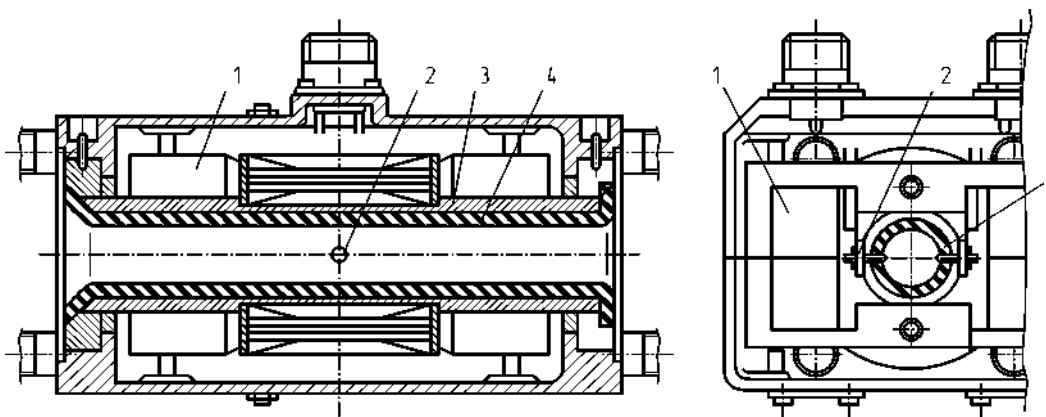


Рисунок 33. Схема датчика расходомера ЭМР-2:

1-катушки возбуждения (2 шт.); 2-электрод (2 шт.); 3- трубопровод из неферромагнитной нержавеющей стали; 4- полиэтиленовая трубка

сигнал выпрямляется и подается на микроамперметр М325, проградуированный в единицах расхода (л/мин).

Установка нуля микроамперметра производится путем подачи на него противоЭДС. Калибровка прибора осуществляется путем подачи на вход усилителя стабилизированного сигнала переменного тока. Операция “калибровка” производится до установки нуля; калибровочная отметка указывается в формуляре расходомера. Установка нуля производится при заполненном трубопроводе промывочной жидкостью. Калибровка и установка нуля производятся перед каждым включением насоса. При прокачке цементных растворов датчик выключается из гидравлической сети, и на его место ставится патрубок.

Расходомер-сигнализатор промывочной жидкости РС-ТПУ

Расходомер РС-ТПУ предназначен для измерения расхода воды и глинистого раствора и подачи сигналов (световой и звуковой) при снижении расхода до аварийного значения. К расходомеру может быть подключен самописец. Расходомеры РС-ТПУ поплавковые постоянного перепада давления с разными диапазонами измерения: от 0-150 до 0-1000 л/мин. Схемы расходомеров принципиально не отличаются. Конструкция датчика представлена на рисунке 34.

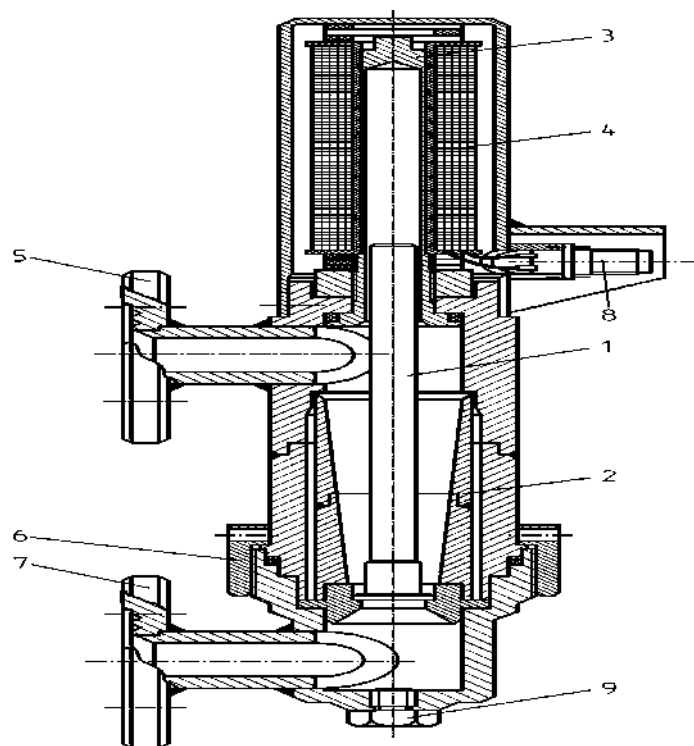


Рисунок 34. Датчик расходомера РС-ТПУ:

1- поплавок с ферромагнитным сердечником; 2- двухконусная трубка; 3- цилиндр из неферромагнитной нержавеющей стали; 4- индуктивная катушка; 5- фланец для соединения с нагнета-тельным шлангом; 6- накидная гайка; 7- фланец для соединения с выкидной линией насоса; 8- штепсельный разъем; 9-сливная пробка.

Электрическая часть датчика собрана по трансформаторной мостовой схеме. Сигнал датчика U_d пропорционален величине вхождения H сердечника в катушку L , т.е. и расходу Q . Зависимость сигнала датчика U_d от величины вхождения сердечника H при равномерной намотке индуктивной катушки L нелинейная (катушка с равномерной намоткой более технологична в изготовлении). Зависимость высоты подъема поплавка H от расхода Q при неизменной конусности трубки также нелинейная. Для удобства в обращении показывающий прибор расходомера должен иметь равномерную шкалу. Добиться этого можно путем применения сложной конструкции катушки, соответствующей конструкции трубки, сердечника, схемным путем. Причем при изменении параметров жидкости или условий эксплуатации, линейная зависимость показаний прибора от расхода нарушится. Учитывая это, применяются расходомеры с одноконусной трубкой, если погрешность измерений находится в допустимых пределах. Характеристика расходомеров может быть улучшена при применении двухконусной трубки. Расходомеры РС-ТПУ имеют двухконусную трубку с цилиндрической начальной частью, что позволяет максимально приблизить характеристику расходомера к линейной, т.е. добиться минимальной погрешности при равномерной градуировке шкалы прибора. Переключатель П1 с рядом резисторов (устанавливается в положение, соответствующее плотности жидкости (шкала переключателя имеет оцифровку: 1; 1,05; 1,1; 1,2; 1,3

г/см³). С увеличением плотности жидкости в цепь вводится резистор с большим сопротивлением.

Усиленный сигнал датчика подается на регистратор Рег и через делитель напряжения (переключатель ПЗ) на электронное ЭР и электромеханическое Р реле. При снижении расхода до значения установки и ниже срабатывают реле и включают световой и звуковой сигналы. При подаче сигналов выясняется причина и принимаются соответствующие меры. Техническая характеристика расходомера РС-ТПУ приведена в таблице 6. На рисунке 35 представлена блок-схема расходомера РС-ТПУ.

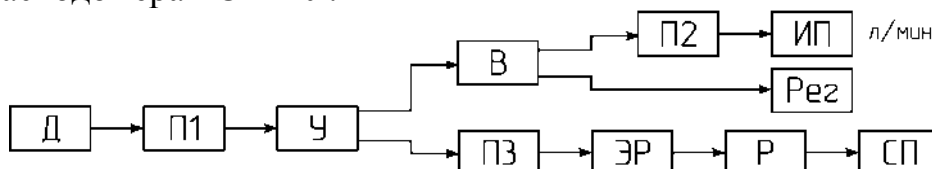


Рисунок 35 Блок- схема расходомера РС-ТПУ:

Д- датчик; П1- переключатель плотности жидкости; У- усилитель; В- выпрями-тель; П2- переключатель диапазонов; ИП- измерительный прибор; Рег- реги-стратор; ПЗ- переключатель сигнальных расходов; ЭР- электронное реле; Р- электромеханическое реле; СП- сигнальные приборы (звуковой и световой сигналы)

Таблица 6

Техническая характеристика расходомеров

Параметры	Расходомеры			
	ЭМР-2	ЭМР-3	РПЛ-1	РС-ТПУ
Параметры промывочной жидкости:				
диапазон измерения, л/мин	0-150 0-300	0-150 0-300	0-150 0-300	0-150 0-300
плотность, г/см ³			0,9-1,3	1-1,3
давление, МПа	0-10	0-10	0-6,3	0-10
температура, °С	0-+40	0-+40	0-+40	0-+40
Параметры источника питания:	380±76	380±76	380±76	220±44
напряжение, В	50±1	50±1	50±1	50±1
частота	40	50	40	40
тока, Гц	±4	±4	±4	±4
Потребляемая мощность, ВА				
Предел основной приведенной погрешности, %	±2	±2	±2	
Дополнительная погрешность, %	±2	±2	±2	
при изменении напряжения питания на каждые 10%				
при изменении температуры окружающей среды на каждые 10 ⁰ С от 20 ⁰ С	15	8	12	8
при изменении плотности жидкости на каждые 0,1 г/см ³	12	8	11	12
Масса, кг				
пульта датчика				

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 от КПП до бурового вала могут быть встроены в любом месте этой цепи. Во втором случае требуется постановка глубинных датчиков и передача сигналов на поверхность.

Буровые станки, оснащенные трехфазными электродвигателями переменного тока и имеющие ступенчатые коробки перемены передач (КПП), имеют фиксированные значения частоты оборотов вращателя. В данном случае целесообразно вести речь не об отдельном измерении частоты, а об аппаратуре, регистрирующей комплекс технологических параметров, в том числе и частоту оборотов, для анализа с целью совершенствования режимов бурения.

Знание частоты оборотов вала забойных машин дает возможность оптимизировать процесс бурения, поэтому применение тахометров (измерителей частоты оборотов) в качестве отдельных приборов в этом случае весьма желательно.

Аналогично ставится вопрос и при применении регулируемого привода бурового станка и передаче крутящего момента породоразрушающему инструменту с помощью бурового вала.

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 механические (центробежные) и, 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 рисунке 36 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).

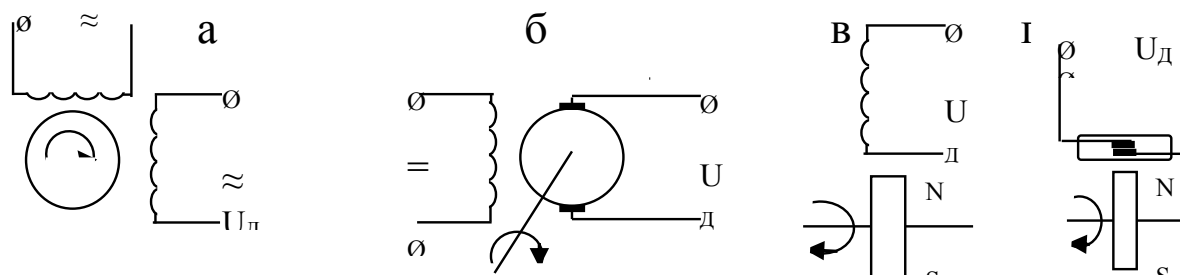


Рисунок 36. Схемы датчиков буровых тахометров:

- а- датчик оборотов ДО аппаратуры ПКМ, ИРБ;
- б- тахогенератор постоянного тока;
- в- датчик с катушкой индуктивности и пластинкой постоянного магнита;
- г- датчик с герконом и пластинкой

Тахометры широко применяются для измерения линейных скоростей (при предварительном преобразовании линейного перемещения в угловое), например, скорости спуска и подъема инструмента, механической скорости бурения.

Измерители и ограничители крутящего момента. Ваттметры

Крутящий момент является важным параметром процесса бурения. Контроль крутящего момента на шпинделе (роторе) бурового станка дает возможность контролировать загрузку бурового инструмента в наиболее опасном верхнем сечении; 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. Знание крутящего момента на шпинделе и применение ограничителей крутящего момента позволяет избежать ряд осложнений и аварий в процессе бурения.

Важно знание крутящего момента и на валу привода лебедки. Желательным является контроль и ограничение крутящего момента на вращателе трубоизвращения.

Классификация измерителей крутящего момента по месту съема сигнала и принципы построения измерителей

Съем сигнала, пропорционального крутящему моменту, может быть осуществлен со звеньев в цепи силовой передачи (валов, шестерен, муфт, цепных передач, бурового инструмента) или крутящий момент может быть определен, исходя из потребляемой приводом (в частности электродвигателем) мощности или мощности на его валу.

Передача крутящего момента сопровождается возникновением сил трения, напряжений кручения, скручиванием валов, изменением некоторых свойств материала валов; сопровождается возникновением тангенциальных 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 (гидравлические, электромагнитные муфты и др.).

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 (Рисунок 37). 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. Все эти варианты используются в буровых измерителях крутящего момента.

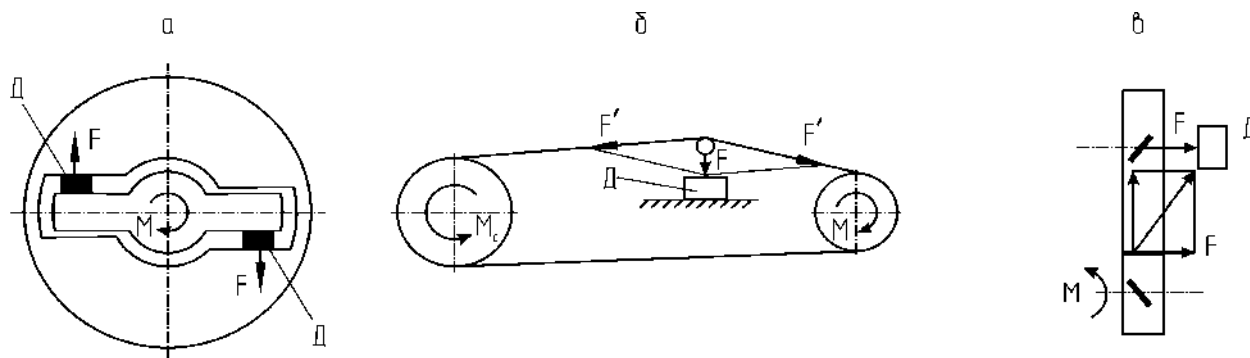


Рисунок 37. Схемы преобразования крутящего момента в силу:

- а- датчик крутящего момента, встраиваемый в шлицевой вал;
- б- схема работы измерителя момента ротора (ИМР);
- в- схема работы датчика аппаратуры ГП с применением косозубой пары шестерен; Д- датчик силы

Эффект изменения свойств материала вала (магнитных характеристик) под действием приложенного крутящего момента используется в датчиках ДМ конструкции СКБ НПО “Геотехника” (Рисунок 38).

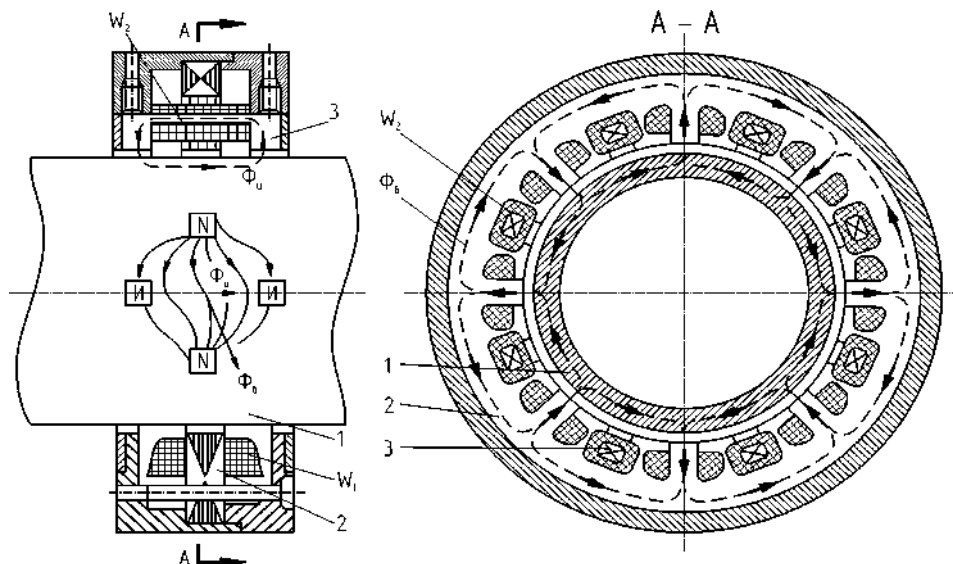


Рисунок 38. Схема датчика крутящего момента ДМ:

1- участок рабочего вала; 2- кольцевой многополюсный статор с последовательно соединенными катушками возбуждения W_1 ; 3- совокупность П-образных магнитопроводов с включенными последовательно измерительными катушками W_2

Чувствительным элементом датчика является вал 1, врезаемый в силовую кинематику бурового станка, изготавливаемый из специальной стали. Под действием крутящего момента механические напряжения в вале деформируют магнитный поток Φ_B , при этом появляется составляющая магнитного потока Φ_H , наводящая в измерительных катушках W_2 ЭДС, пропорциональную передаваемому крутящему моменту.

Бесконтактный съем сигнала является главным достоинством датчиков типа ДМ. К недостаткам датчика относится зависимость коэффициента преобразования от частоты вращения вала, чувствительность к осевым усилиям, зависимость начального выходного сигнала (фона) от углового положения вала относительно электромагнитного преобразователя, жесткие ограничения по биению вала и необходимость врезаться в кинематику силовой передачи чувствительным отрезком вала.

При использовании асинхронного привода и жесткой кинематической цепи крутящий момент может быть определен косвенным путем по величине потребляемой электродвигателем активной мощности:

$$M = \frac{N_{акт}}{n}$$

$$N_{акт} = 3 \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi,$$

где M - крутящий момент, кН·м; $N_{акт}$ - активная мощность, кВт; n - частота оборотов в мин.

Для измерения крутящего момента на шпинделе, считая электродвигатель симметричной нагрузкой, требуются датчик напряжения и датчик тока, включенные в одну из фаз электродвигателя; необходимо учесть конкретные частоты вращения шпинделя и затраты мощности для приведения в действие

силовой кинематики самого станка (затраты мощности на холостое вращение). Данный принцип измерения возможно использовать и для определения усилия на крюке при выполнении грузовых операций, введя другой масштабный коэффициент.

Описанный принцип измерения крутящего момента на шпинделе и усилия на крюке используется в аппаратуре ОМ40.

Самопишущий ваттметр Н-348

Самопишущий ваттметр широко применяется для измерения и непрерывной записи активной или реактивной мощности в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц без нулевого провода с неравномерной нагрузкой фаз. Активная мощность $N_{акт}$, потребляемая трехфазным электродвигателем от сети, определяется по формуле.

Вращающий момент M на валу электродвигателя, следовательно, и на шпинделе бурового станка может быть определен как

$$M = 6,3 (N_n / n),$$

где N_n – полезная мощность на валу электродвигателя, кВт;

n – частота вращения вала двигателя, об/мин.

Подключенный ваттметр по схеме (Рисунок 39) измеряет мощность одной из фаз (считается, что нагрузка симметричная).

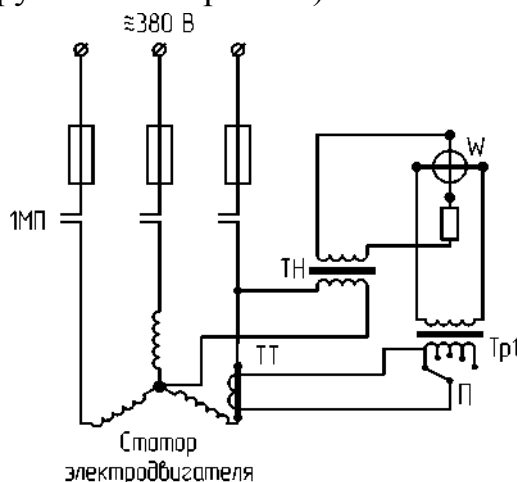


Рисунок 39. Схема подключения ваттметра Н-348:

W-ваттметр; ТТ- трансформатор тока; ТН- трансформатор напряжения; П- переключатель; Тр1- вспомогательный трансформатор

Использование ваттметра (Д-341, Д-341/1, Д-343) для регистрации процессов бурения предложили рационализаторы Норильской геологоразведочной экспедиции.

Шкала ваттметра градуируется в единицах крутящего момента. Показания записываются на диаграммной бумаге, скорость движения ленты 20, 60, 180, 600, 1800 и 5400 мм/ч. По измеряемой мощности на валу электродвигателя определяется мощность и крутящий момент на шпинделе, по показаниям и записям ваттметра можно получить информацию о состоянии породоразрушающего инструмента, работе бурильной колонны, о затратах времени на выполнение операций.

ГЛАВА 4. АППАРАТУРА КОНТРОЛЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Для оценки эффективности процесса бурения наиболее важной является аппаратура для измерения и регистрации углубки (буровые регистраторы), измерители механической и рейсовой скорости бурения, регистраторы затрат мощности. Из названной группы наиболее важными для оперативной оценки процесса бурения являются измерители механической скорости бурения.

Буровые регистраторы в силу большей простоты реализации схемных решений предшествовали появлению измерителей механической скорости бурения и предназначались, главным образом, для определения механической скорости по диаграммам записи.

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, перекрепление патрона, расходка, подъем свечи, отвинчивание и т.д.).

В практике бурения скважин стали широко применяться самопишущие ваттметры (см. выше). Кроме непосредственной информации по затратам мощности (и энергии), по диаграмме можно составить баланс рабочего времени, при известной углубке в какой-то период или за рейс можно определить усредненную механическую и рейсовую скорости бурения, т.к. диаграмма является в своем роде условной записью затрат времени по операциям. Диаграмма позволяет расшифровать причины некоторых аварий, при расшифровке диаграмм могут быть получены и другие сведения, но для этого нужны дополнительные хронометражные записи по глубине скважины, типу и диаметру породоразрушающего инструмента, породам и т.д.

Измерители механической скорости бурения

Скорость подачи верха бурового инструмента и скорость подачи его низа, т.е. и механическая скорость бурения, в общем случае не одно и то же. Динамику процесса и характеристику инструмента, находящегося в скважине, учитывает формула А. И. Дряхлова:

$$V_M = V_B - \frac{L_{скв}}{ES} \cdot \frac{dG_{OC}}{dt}$$

где V_M - механическая скорость бурения;

V_B - скорость подачи верха бурового инструмента;

$L_{скв}$ - глубина скважины (длина бурового инструмента);
 ES - жесткость поперечного сечения бурового инструмента;
 $G_{ос}$ - осевая нагрузка.

В большинстве практических случаев вполне приемлемым является знание механической скорости в установившемся режиме ($dG_{ос} / dt=0$)- для глубоких скважин; для скважин малой глубины и при жестком снаряде значение V_m близко к V_b , что приемлемо для практических целей определения механической скорости бурения по скорости подачи верха бурового инструмента.

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, кремальера, направляющие штоки, траверса вращателя) или вращающихся частей (барабан лебедки, ролики кронблока и талевого блока). Кроме того, связь датчиков может быть осуществлена с гидравлической системой станка или пристроенных гидроцилиндров.

Проведем краткий анализ точек съема сигнала с элементов буровой установки при подаче инструмента с лебедки и со шпинделя.

Лебедка. Для преобразования вращательного движения барабана лебедки необходимо дополнительное устройство в виде шкива трения, прилегающего к барабану, кольцевой зубчатой рейки и т.п. Вид преобразования движения барабана, дополнительные устройства, тип датчика особых затруднений в создании измерителей скорости бурения не вызывают; кроме того, место постановки датчика наиболее приемлемо.

Недостатком данного варианта является многослойная и часто неравномерная навивка каната; для синхронизации раскручивания барабана лебедки с углубкой требуется постоянное притормаживание лебедки, требуется применение тросоукладчика.

Ролики кронблока. При снятии сигнала от вращающихся синхронно с углубкой роликов кронблока датчик необходимо ставить на кронблоке, т.е. в весьма тяжелые условия работы (тряска, вибрации, динамические нагрузки,

большой перепад температур). Как и в первом случае, требуется постоянное притормаживание лебедки.

Ролики талевого блока. Дополнительно к недостаткам второго варианта добавляются такие, как подвижная проводная связь, неудобство постановки датчика, большая вероятность вывести его из строя при СПО.

Ходовая ветвь талевой системы. Преобразование движения каната может быть осуществлено бесконтактным способом или путем дополнительных прилегающих к канату устройств. Недостатком является отмеченная выше необходимость постоянного притормаживания лебедки, кроме того, смена положения каната и его вибрации при работе лебедки.

Подвижные рабочие струны талевой системы. Датчик может быть установлен у кронблока. Преимуществ по сравнению с четвертым вариантом (ходовая ветвь) практически нет, добавляется недостаток- длинная проводная связь.

Вертлюг-сальник, талевый блок. Для преобразования скорости поступательного движения в сигнал датчика потребуется тросовая передача, дополнительные шкивки, барабан и т.п. детали. Датчик может быть установлен на кронблочной раме или площадке. В последнем случае потребуется тросик перекидывать или через дополнительный ролик на кронблоке или ролик, установленный на мачте (в любом месте по высоте). При спуско-подъемных операциях данный тросик будет представлять определенные трудности в обращении.

Ведущая (рабочая) труба. Теоретически возможен вариант подвижного датчика (скорость движения по высоте постоянна) относительно ведущей трубы. Практически наиболее приемлемым является жесткая постановка датчика снизу ротора или в самом роторе.

При связи с ведущей трубой могут быть использованы бесконтактные и контактные датчики. Использование бесконтактных датчиков (индуктивных, индукционных, датчиков с использованием фотоэлементов) потребуется нанесение “меток” на ведущую трубу: магнитных, механических. Датчики могут быть установлены под ротором в виде приставки, охватывающей кольцом ведущую трубу.

При использовании контактных датчиков потребуется нанесение по всей длине ведущей трубы также меток, но в виде, например, впрессованных стальных шариков. Датчик может быть расположен снизу ротора, охватывая ведущую трубу. Шарик может быть впрессован по винтовой линии. При прохождении шарика через датчик замыкается кольцевая контактная система, подается импульс в схему прибора. Частота следования импульсов будет определять усредненную механическую скорость бурения. Схема измерителя срабатывает только при последовательном включении нескольких контактов, тем самым избегается влияние вибраций инструмента и неоднократное замыкание контакта одним шариком при прохождении его через датчик.

Траверса, направляющие штоки вращателя. Данным поступательно движущимся элементам бурового станка с точки зрения монтажа датчиков присущи такие недостатки как: сильные тряски и вибрации, вероятность облива

промывочной жидкостью, высокие скорости движения при расходах, что определяет необходимость применения дополнительных мер защиты датчиков от перегрузок, их монтаж вызывает определенные неудобства в работе буровой бригады.

Расход масла (или перепад давления) при работе гидроцилиндров подачи или пристраиваемых к вращателю гидроцилиндров. Данное “место” съема сигнала имеет большие преимущества (простота встраивания датчиков, конструктивная простота самих датчиков, малые затраты времени на монтаж датчиков), но обладает и рядом недостатков, главные из которых: влияние на показания измерителей сорта, вязкости, температуры масла, изменение технического состояния гидроцилиндров.

Анализ технологических приемов буровой бригады, мест постановки и условий работы датчиков приводит к следующим выводам. Наиболее приемлемыми местами съема сигнала являются направляющие штоки и траверса вращателя, гидравлическая система станка, вертлюг-сальник и при автоматическом регулировании подачи инструмента с лебедки- барабан лебедки, ходовая ветвь талевой системы, ролики кронблока.

Измеритель скорости проходки ИСП

Измеритель скорости проходки ИСП предназначен для измерения механической скорости бурения при подаче инструмента с лебедки до глубины 1500 м станками различного типа с талевой системой ТС 1х2 или ТС 2х3 со встроенным измерителем нагрузки МКН-1. Измеритель включает датчик скорости подачи верха бурового инструмента ДС и вторичный показывающий прибор. Измеритель ИСП обеспечивает непрерывный контроль механической скорости при различных режимах бурения, в том числе и “на выбурку” с полностью заторможенной лебедкой.

Датчик скорости подачи состоит из приводного ролика, редуктора и асинхронного двигателя, работающего в генераторном режиме. Датчик своим роликом пристраивается к торцу барабана лебедки. Измерительная схема прибора построена по компенсационному принципу (Рисунок 40).

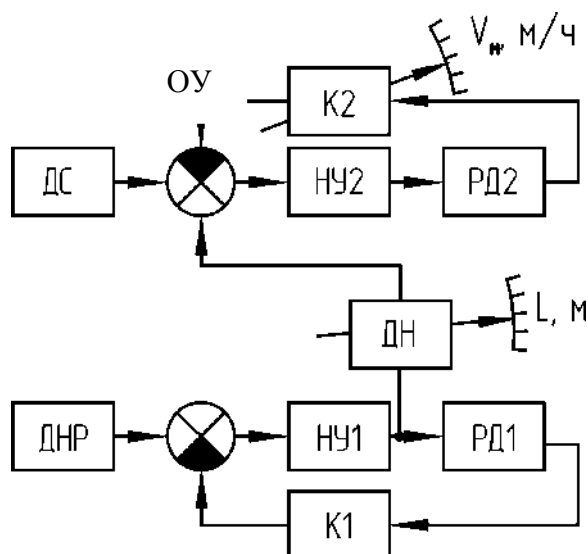


Рисунок 40. Структурная схема ИСП

Напряжение на выходе усилителя НУ1 пропорционально скорости изменения нагрузки на забой dG_{oc}/dt . С выхода усилителя сигнал подается на делитель напряжения ДН, который умножает этот сигнал на величину, пропорциональную длине бурового инструмента и обратно пропорциональную жесткости его поперечного Вторичный прибор имеет два канала: “нагрузка на забой” и “скорость подачи”. Сигнал, пропорциональный нагрузке на забой, от датчика ДНР измерителя МКН-1 поступает на вход одной из компенсационных систем, усиливается нуль-усилителем НУ1 и приводит во вращение ротор реверсивного двигателя РД1, ось которого кинематически связана с осью компенсатора К1.

На пульте делитель напряжения имеет шкалу с оцифровкой глубины скважины (переключается бурильщиком в соответствии с глубиной скважины). Напряжение с выхода делителя ДН суммируется с напряжением датчика скорости ДС и подается на вторую компенсационную систему с отсчетным устройством ОУ. Эта система измеряет суммарное напряжение, пропорциональное механической скорости бурения.

Регистратор механической скорости бурения РСБ-ТПУ

Разработанный кафедрой техники разведки ТПУ регистратор РСБ-ТПУ предназначен для буровых станков с подачей инструмента с лебедки.

Основными узлами регистратора являются пульт, датчик и самописец-миллиамперметр НЗ43.

Датчик регистратора 1 своим основанием 2 крепится на мачте 3 (рисунок 41, а) и имеет тросовую связь 4 с вертлюгом-сальником 5.

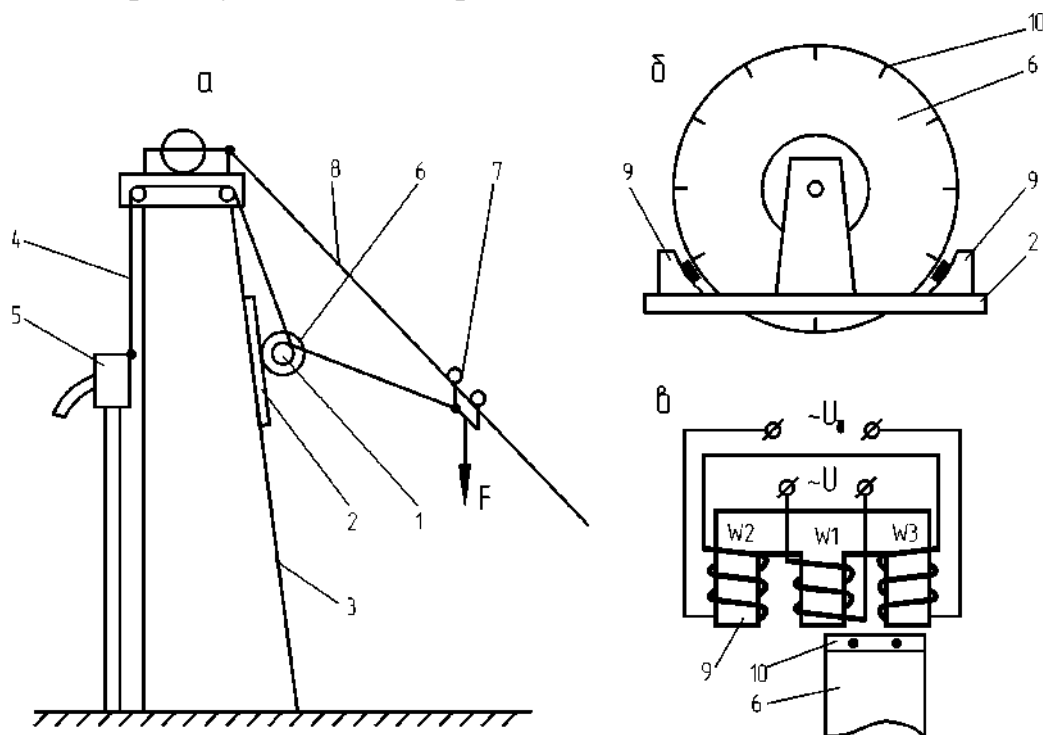


Рисунок 41. Схема датчика регистратора РСБ-ТПУ и его монтажа на мачте: а- схема монтажа датчика; б- схема датчика; в- схема индуктивного преобразователя

Тросик одним витком охватывает барабан датчика и преобразует поступательное движение инструмента во вращательное якоря 6 (рисунок 41, а, б). Второй конец тросика прикреплен к каретке-контргрузу (F) 7, движущейся по оттяжке 8 при перемещении вертлюга-сальника. Схема датчика и индуктивных преобразователей показана на рисунке 41, б, в.

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. Регистратор РСБ-ТПУ при незначительных изменениях схемы монтажа может быть применен на любых буровых станках и при любой подаче инструмента.

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:

$$V_p = \frac{H}{T_b + T_{сно}}$$

Для повышения рейсовой скорости необходимо увеличивать углубку H , сокращать время на бурение T_b и на СПО $T_{сно}$, 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 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. Известным способом определения рейсовой скорости является так называемый координатный, реализуемый в виде трех линеек (1, 2, 3) со шкалами (Рисунок 42). В начале рейса по данным предыдущего рейса устанавливается движок "а"; в процессе бурения периодически перемещаются движки "б" и "в".

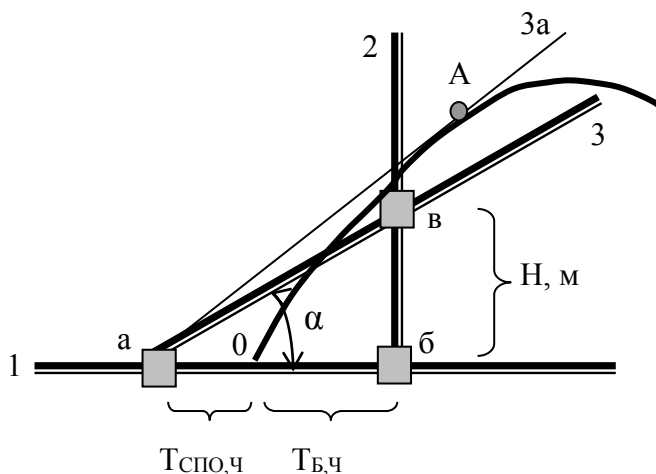


Рисунок 42. Координатный определитель рейсовой скорости бурения

Тангенс угла α характеризует значение рейсовой скорости. Во время $T_б$, соответствующее точке "А", рейсовая углубка заканчивается ($\operatorname{tg} \alpha$ имеет максимальное значение; далее линейка 3 из положения 3а начинает опускаться).

Формула рейсовой скорости бурения может быть смоделирована (закон Ома):

$$I = \frac{U}{R_1 + R_2}$$

На рисунке 43 представлена электрическая схема определителя рейсовой скорости бурения.

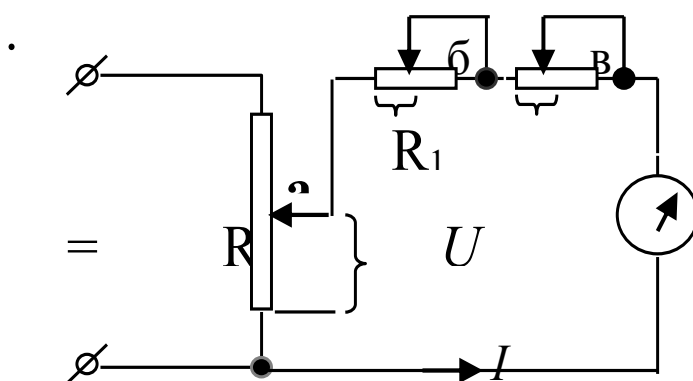


Рисунок 43. Координатный определитель рейсовой скорости бурения
Перемещение движка "а" связывается с датчиком углубки, движок "б" устанавливается бурильщиком в положение, соответствующее значению $T_{спo}$; движок "в" перемещается счетчиком времени ($T_б$).

ГЛАВА 5. КОМПЛЕКСНАЯ АППАРАТУРА ДЛЯ КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ

Комплексная аппаратура объединяет в себе измерители из первого класса аппаратуры и измерители из второго класса; из второго класса обычно это регистраторы проходки или измерители механической скорости бурения.

Конструктивно аппаратура представлена рядом датчиков и блоком показывающих приборов, включающим и регистраторы, или многоканальный регистратор представляет собой отдельный блок. Комплексная аппаратура обычно создается после разработки, испытаний и совершенствования отдельных измерителей.

В таблице 7 приведены краткие технические данные комплексной аппаратуры КУРС, в таблице 8- РУМБ1.

Таблица 7

Краткие технические характеристики аппаратуры КУРС

Параметры	КУРС-411	КУРС-613	КУРС -713
Усилие на крюке, кН	0-80	0-200	0-300
Осевая нагрузка, кН	0-30	0-30	0-30
Расход промывочной жидкости, л/мин	0-150, 0-300	0-150, 0-300	0-150, 0-300
Давление промывочной жидкости, МПа	0-5	0-10	0-10
Частота вращения, об/мин: шпинделя	-	0-1500	-
ротора	-	0-750	0-1500
Крутящий момент, кН м: на шпинделе на роторе	- -	0-1500 0-3000	- 0-2000
Механическая скорость бурения, м/ч	0-3, 0-15	0-3, 0-15	0-5, 0-25
Напряжение питания, В	380±76	380±76	380±76
Частота тока, Гц	50±0,5	50±0,5	50±0,5
Потребляемая мощность, ВА	150	300	300
Температура окружающего воздуха, ⁰ С	-10÷+40	-10÷+40	-10÷+40
Масса пульта, кг	50	60	70

Датчики и измерительные системы аппаратуры КУРС повторяют соответствующие датчики, их принцип работы и измерительные системы аппаратуры МКН, РПЛ-1, ИСБ, МИД. Преобразователь частоты оборотов представляет собой асинхронный микроэлектродвигатель типа АДП-362, работающий в генераторном режиме. Измерение крутящего момента производится косвенным методом- по произведению значений тока возбуждения и тока в якорной цепи электродвигателя (используется двигатель постоянного тока).

Техническая характеристика РУМБ1

Параметры	Для установок УКБ-7, УКБ-8	Для установок ЗИФ-1200МР
Верхние пределы регистрируемых параметров:		
усилия на крюке, кН	-	300
осевая нагрузка, кН	30	30
расход жидкости, л/мин	150 и 300	150 и 300
давление жидкости, МПа	10	10
частота вращения, об/мин	750 и 1500 или 625 и 1200	750 и 1500 или 750 и 1500
крутящий момент, кН·м	1500, 3000 или 2000	1500
скорость бурения, м/ч	3 и 15 или 5 и 25	3 и 15
Основная погрешность, %	±2,5	±2,5
Источник питания	380±76В, 50±1 Гц	380±76В, 50±1 Гц
Потребляемая мощность, ВА	500	500
Температура окружающего воздуха, °С	-10÷+40	-10÷+40
Масса, кг	70	70

Аппаратура КУРС-411 (Рисунок 44) позволяет вести визуальный контроль расхода и давления промывочной жидкости, механической скорости бурения, визуальный контроль и регистрацию усилия на крюке и осевой нагрузки (аналогично аппаратуре МКН-2); обеспечивает световую и звуковую сигнализацию при аварийном уменьшении расхода промывочной жидкости.

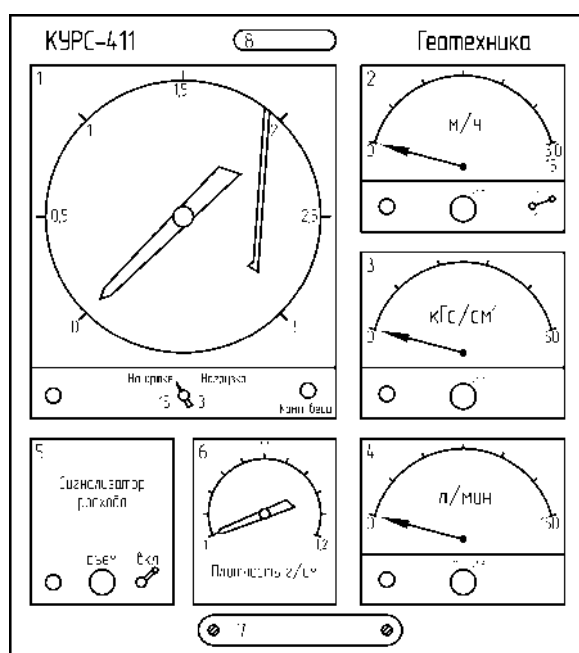


Рисунок 44. Лицевая панель пульта КУРС-411

Аппаратура КУРС-613 и КУРС-713 полностью выполняет функции КУРС-411 и, кроме того, позволяет вести визуальный контроль частоты вращения и крутящего момента предельно допустимых величин. К аппаратуре может быть подсоединен шестиканальный универсальный регистратор режимов бурения РУМБ1.

Методика обработки диаграмм записи параметров технологического процесса бурения

Регистрация параметров технологического процесса производится с целью сохранения информации во времени для последующего ее изучения и анализа. Полнота и достоверность выводов при анализе диаграмм зависят от числа регистрируемых параметров процесса. В бурении скважин применяется одноканальная и многоканальная регистрирующая аппаратура. Многоканальную регистрирующую аппаратуру целесообразно иметь в распоряжении технологической группы, занимающейся, например, оптимизацией режимов бурения на месторождении.

Распространенным носителем информации является бумажный диаграммный диск и бумажная диаграммная лента; в качестве привода (счетчика времени) используется часовой механизм или микроэлектродвигатель.

В многоканальной регистрирующей аппаратуре чаще всего используются бумажные диаграммные ленты с непрерывной (в аналоговой форме) чернильной записью параметра на отдельных дорожках. Скорость протяжки ленты устанавливается в зависимости от скорости протекания процесса.

Обязательной предпосылкой объективной оценки обрабатываемой информации (диаграмм) является знание техники и технологии, принципа работы аппаратуры, правил ее эксплуатации, приемов работы бурильщика.

Порядок работы при обработке диаграмм

При обработке диаграмм рекомендуется придерживаться следующих правил (порядка).

1. *Определение (уяснение, уточнение, формулировка, задание) основной цели работы.* В зависимости от цели работы строится и план работы, определяется содержание и ее объем. Цель работы определяется конкретной производственной необходимостью, например, оптимизация режимов бурения, оптимизация баланса рабочего времени, выявление причин аварий, выявление причин низкого выхода керна, выявление причин малой рейсовой углубки, снижение затрат энергии, разработка норм выработки, анализ работы передовых буровых бригад, проведение механического каротажа и т.д. Одновременно с основной целью необходимо ставить решение и других задач, которые также важны и могут быть решены параллельно.

2. *Отбор диаграмм.* Отбору диаграмм предшествует ряд уточнений (ограничений): в зависимости от поставленных цели и задач уточняются

участок (месторождение), скважины, глубины скважин (толщи), буровые установки (их однотипность), профессионализм буровых бригад, организация их труда и условия работы, качество работы регистрирующей аппаратуры и т.д. Характер уточнений зависит от конкретной производственной ситуации.

3. Внесение в отобранные диаграммы необходимой дополнительной информации. На каждой рейсовой диаграмме в ее начале бурильщиком должны быть сделаны основные записи: дата, смена, время, Ф.И.О. бурильщика, тип станка, глубина скважины, тип и диаметр ПРИ, промывочная жидкость, диапазон измерения параметров, скорость протяжки ленты и др.- определяется инструкцией, составленной технологом буровых работ применительно к конкретной производственной ситуации. В конце рейсовой записи бурильщик отмечает время, углубку, породы. В течение рейса бурильщик фиксирует время и имевшие место особенности, например, промывка скважины, заклинка керна, ремонт насоса и т.п. Но не всегда требования инструкции выполняются. Кроме того, для обработки может быть взята часть рейсовой диаграммы, на которой отсутствуют записи бурильщика.

Дополнительная информация принимается из предыдущих рейсовых диаграмм, из буровой и геологической документации, путем опроса бурильщиков, возможно путем проведения дополнительных хронометражных наблюдений, при этом предполагается, что занимающемуся обработкой диаграмм хорошо известен принцип работы аппаратуры, правила ее эксплуатации и возможные неисправности. Безусловно, необходимо четко, профессионально представить весь технологический процесс, его особенности и приемы работы бурильщика. Кроме того, необходимо хотя бы ориентировочно представлять технико-экономические показатели по конкретной скважине: режимные параметры, механические скорости, углубка за рейс, время на бурение и СПО и др.

Рекомендуется все дополнительные сведения вносить чернилами другого цвета, чем цвет записи диаграмм и записей бурильщика. Не следует исправлять первичную информацию записи бурильщика: при изучении может оказаться, что записи все-таки верны. Рекомендуется в таких случаях ставить вопросы и давать к ним пояснения на полях диаграммной бумаги.

4. Предварительный просмотр диаграмм и их сортировка по определенным признакам (в зависимости от поставленной цели), например, по глубинам скважин, по типу примененного ПРИ, виду аварий и т.д.

5. Разработка, определение содержания и структуры таблиц. Таблицы являются наиболее приемлемой формой сбора и представления получаемой при обработке диаграмм информации. При общности информации к группе однотипных таблиц может быть разработана ведомость (таблица) общих исходных данных. При разработке таблиц необходимо предусмотреть возможность внесения в них и дополнительной получаемой при обработке

информации, которая для решения поставленных задач непосредственно не нужна, но может быть использована в дальнейшем при решении других задач. При разработке таблиц необходимо иметь в виду и конечные этапы обработки: построение графиков "вручную" или подготовку данных для решения задач на ЭВМ. В связи с этим в таблице необходимо предусмотреть графы для внесения исходных данных (статистического материала) и графы для внесения полученных (рассчитанных) при обработке данных.

6. *Обработка диаграмм и заполнение таблиц.* Обработка диаграмм производится по известным методикам (или их приходится разрабатывать). По мере получения данных заполняются таблицы. Рекомендуется все записи на диаграммной ленте при обработке заносить чернилами отличного цвета от предыдущих записей. Ниже в качестве примера вкратце приводится одна из возможных к применению методик.

7. *Составление сводных тематических таблиц.* Сводные таблицы составляются на базе данных таблиц по п.6. Структура сводных таблиц проста и включает графы для внесения тех параметров, которые необходимы, например, для построения графиков (или другой результативной формы дальнейшей обработки).

8. *Построение графиков.* Графическая форма представления информации является наиболее наглядной и удобной для интерпретации и выводов. Примеры графиков: график затрат мощности при бурении в функции частоты оборотов бурового инструмента при постоянстве других параметров; семейство графиков механической скорости бурения различных пород в функции осевой нагрузки при постоянстве других параметров и др.

9. *Математическая обработка ("ручная", машинная) полученной информации, возможно с получением экспериментальных зависимостей.*

10. *Выводы, рекомендации, составление методики, разработка инструкции, написание научной статьи и т.п. являются конечным этапом работы.*

ГЛАВА 6 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.

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. Разработка дебитомеров осуществляется по двум направлениям: для непрерывного (плавного) потока - с использованием скважинных или поверхностных датчиков, для эрлифтной откачки используют наземные мерные емкости.

При разработке аппаратуры 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 (± 1 см).

Расходомеры (дебитомеры) переменного уровня

Расходомеры переменного уровня основаны на измерении высоты уровня жидкости в сосуде, в который непрерывно поступает безнапорная жидкость и вытекает через отверстие (щель) в дне или боковой стенке - щелевые расходомеры. Данные расходомеры могут быть применены в качестве дебитомеров при откачках воды из водозаборных скважин любым способом.

Достоинствами дебитомера являются: простота и несложность наладки, возможность измерения расходов жидкостей с переменной плотностью, возможность использования серийно выпускаемых измерителей уровня, служащих мерой расхода, и вторичных приборов.

При определенной конфигурации щели можно добиться линейной зависимости уровня жидкости от расхода:

$$x = c / \sqrt{y},$$

где c - постоянный коэффициент, определяемый конкретной конфигурацией расходомера.

Но дебитомер обладает и существенными недостатками: большая инерционность, низкая точность, обмерзание щели, емкости и уровнемера при отрицательных температурах

Тахометрический дебитомер ТД-ТПУ

Дебитомер ТД-ТПУ предназначен для измерения и регистрации дебита скважин при откачках насосами с выдачей непрерывного потока жидкости. Дебитомер включает датчик с индуктивным преобразователем (Рисунок 45), измерительный пульт и самописец.

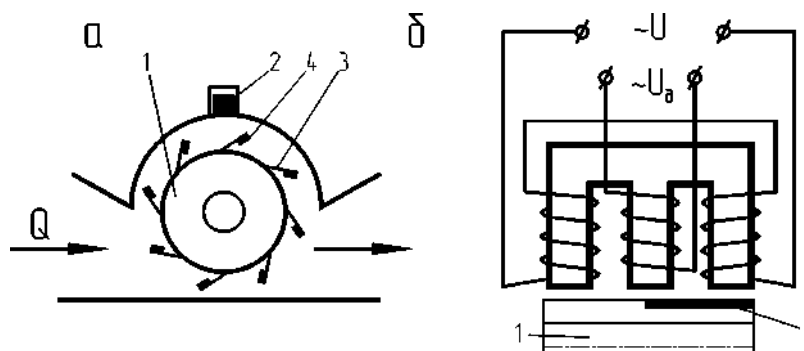


Рисунок 45. Датчик дебитомера ТД-ТПУ:

а-схема датчика; б-индуктивный преобразователь; 1-ротор; 2-индуктивный преобразователь; 3-лопатки; 4-пластинки из ферромагнитного материала

Датчик работает по принципу тахометрического расходомера с тангенциальной турбинкой со снятием противодействия на лопатки с помощью обводного канала. Жидкость, проходя через датчик, вращает ротор 1 с лопатками 3 с частотой, пропорциональной расходу потока Q . На лопатках из неферромагнитного материала закреплены пластинки 4 из ферромагнитного материала. Индуктивный преобразователь собран по дифференциально-трансформаторной схеме. Импульсные сигналы датчика подаются на формирующее устройство. Сформированные прямоугольные импульсы одинаковой амплитуды и различной длительности, определяемой скоростью вращения ротора (т.е. и дебитом), подаются на вход частотомера, формирующего импульсы одинаковой амплитуды и длительности. При этом средний ток, протекающий через измерительный прибор, пропорционален частоте входных импульсов, т.е. и дебиту. Датчик дебитомера врезается в выкидную линию на поверхности в горизонтальном положении.

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 эрлифтной 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. 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 (рисунок 42, 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 .

Чувствительным элементом датчика уровня является сильфон с преобразователем перемещения в электрический сигнал (рисунок 46, б). Путем измерения гидростатического давления столба жидкости производится слежение за уровнем. С помощью сильфонного преобразователя 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).

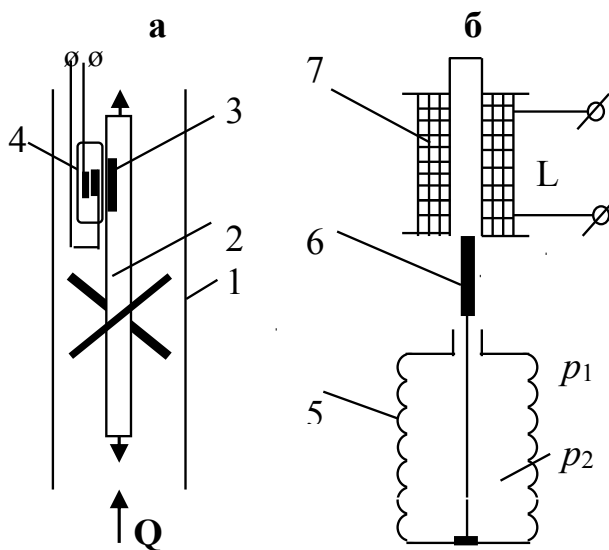


Рисунок 46. Схемы датчиков дебита (а) и уровня (б): 1-корпус(труба);2-ось с крыльчаткой; 3- пластинка постоянного магнита; 4-геркон; 5-сильфон; 6- ферромагнитный сердечник; 7- индуктивная катушка

На рисунке 47 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 (Рисунок 47, а). При эрлифтной откачке (выдача пульсирующего потока) датчик дебита ставится на входе водоподъемных труб ниже смесителя на 5-10 м (Рисунок 47, б).

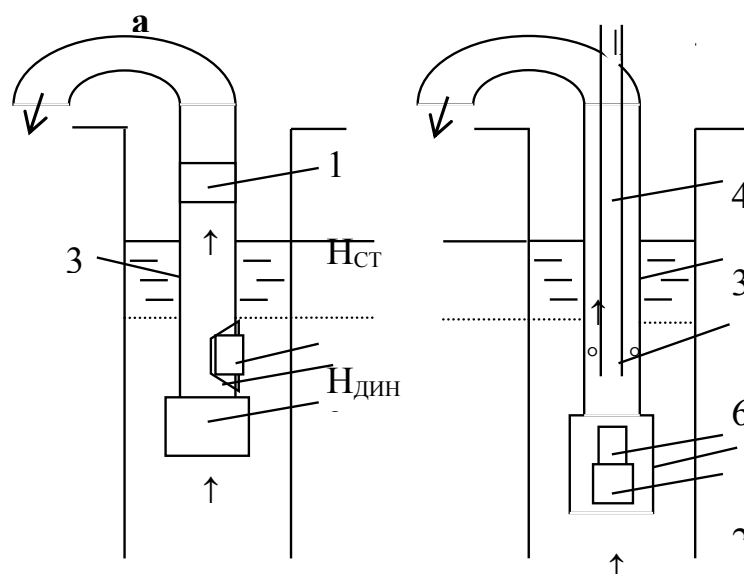


Рисунок 47. Схемы скважинных компоновок датчиков:

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

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 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.

ГЛАВА 7. АППАРАТУРА ДЛЯ КОНТРОЛЯ СТАТИКИ И ДИНАМИКИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Классификация и общая схема скважинных уровнемеров

В геологоразведочной практике 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, а в зависимости от *вида чувствительного элемента*- 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 удельный вес и температура жидкости в скважине стабильны, изменение давления столба жидкости над датчиком без особой погрешности отражает колебания уровня.

В практике сооружения геологоразведочных скважин и проведении гидрогеологических исследований наибольшее распространение получили контактные уровнемеры, непосредственно измеряющие уровень. В качестве чувствительного элемента используются “хлопушки”, поплавки, электродные группы. 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 и мерительного инструмента.

Колебания уровня воды преобразуются в перемещение гибкого звена, что используется для работы перописца, отсчетного цифрового устройства, перфоратора ленты и др. 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 рисунке 48, а представлена *общая схема многих электрических скважинных уровнемеров*, используемых при разовых (периодических) замерах в случае нахождения зеркала жидкости в закрепленной части скважины.

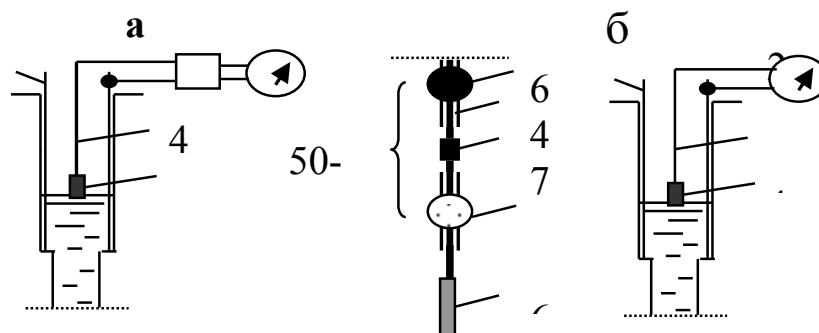


Рисунок 48. Схема уровнемера:

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 10x10 мм; 8- грузик

Уровнемер 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 μA 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.3.45,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 μA . Оголенный конец провода обернут цинковой пластинкой 7. При соприкосновении электрода с водой образуется гальваническая пара $\text{Zn} - \text{Fe}$; момент соприкосновения четко фиксируется по микроамперметру. Отсчет берется при подъеме- при размыкании электрической цепи. Диапазон измерений- до 100м; предел допускаемой основной погрешности $\pm 0,5\text{см}$.

Уровнемер УНВ-ТПУ

Уровнемер УНВ-ТПУ предназначен для наблюдения за понижением столба жидкости при проведении гидрогеологических исследований экспресс-методом путем налива воды в скважину.

Уровнемер представлен на рисунке 49.

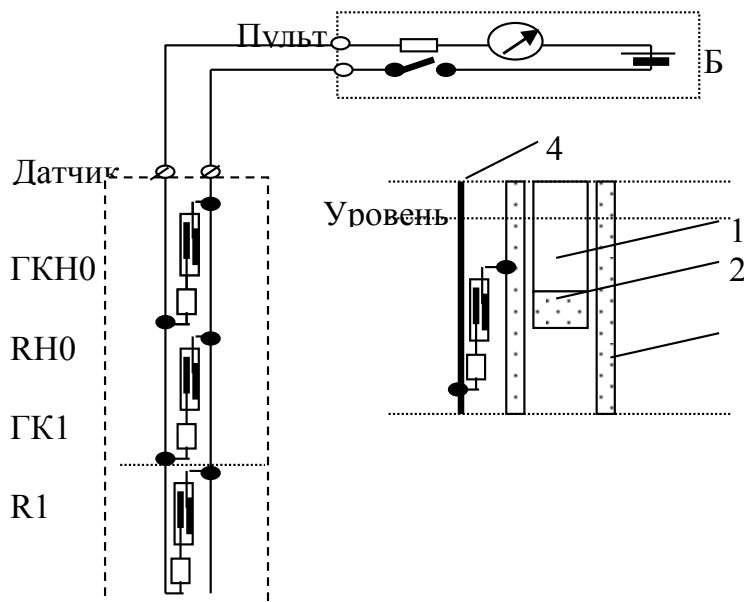


Рисунок 49. Схема уровнемера УНВ-ТПУ: а - принципиальная электрическая схема; б - схема датчика; 1-поплавок; 2 - пластинка постоянного магнита; 3 - трубка; 4- кабель

Уровнемер включает скважинный датчик и наземный пульт- индикатор. Датчик с пультом соединяются двухжильным кабелем. Датчик представляет собой колонну, собранную из пяти метровых 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 (5м).

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 5м делается метка. Высота приподъема определяется высотой столба воды (повышением уровня при наливе), например при высоте столба 10м делается один приподъем на 5м. При включенном питании уровнемера производится налив воды в скважину. При повышении уровня свыше 5м (если датчик приподнят на 5м) через каждые 25см 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 10м срабатывает геркон ГКНО нулевого отсчета, стрелка прибора отклоняется на полную шкалу. При продолжении налива поплавков поднимается выше нулевого геркона, что фиксируется возвращением стрелки прибора в начало шкалы.

Налив воды прекращается, уровень падает, и в момент срабатывания нулевого геркона включается секундомер. Через 25см понижения уровня срабатывает первый геркон, отмечается время падения уровня на 25см и т.д., пока не сработает двадцатый геркон, что соответствует падению уровня на 5м. Затем датчик приспускается на 5м (до метки на кабеле), и уже следующее срабатывание геркона ГК1 будет соответствовать понижению 5,25м, геркона ГК2- 5,5м и т.д. Эффективность применения уровнемера УНВ-ТПУ особенно высока при низких статических уровнях.

Скважинные расходомеры

По принципу действия скважинные расходомеры (некоторые из них применяются как дебитомеры) подразделяются на

- расходомеры, основанные на принципе постоянного перепада давления;
- скоростные тепловые расходомеры;
- тахометрические, у которых чувствительным элементом является крыльчатка (турбинка, вертушка).

В расходомерах, основанных на принципе постоянного перепада давления, в качестве чувствительного элемента используется диск (поплавок), перемещающийся в конусообразном отрезке трубы; принцип работы аналогичен работе поплавковых расходомеров промывочной жидкости

(например, РС-ТПУ). Для направления измеряемого потока в датчик по окончании его спуска служит пакерующее устройство.

Существенным недостатком данных расходомеров является значительная дополнительная погрешность измерений вследствие изменения плотности и вязкости жидкости, отклонения датчика от вертикального положения.

Скоростные тепловые расходомеры в качестве чувствительного элемента содержат разогреваемый электрическим током терморезистор, сопротивление которого определяется степенью его охлаждения движущимся потоком. Таким образом по сопротивлению терморезистора можно судить о расходе жидкости.

Наибольшее распространение получили тахометрические расходомеры. Расходомер состоит из скважинного датчика и наземного измерительного блока. В общем случае скважинный датчик включает полый корпус с окнами для прохода жидкости. Рабочим элементом датчика является расположенная на оси аксиальная турбинка; ось закреплена в подпятниках. Под действием потока жидкости турбинка вращается со скоростью, пропорциональной расходу потока.

Скважинные датчики расходомеров включают изолированные токоподводящие провода с контактами (электроды, геркон, обмотка индуктивного датчика, источник света и фотоэлемент), монтируемыми в корпусе датчика, и бесконтактный прерыватель тока, монтируемый на оси турбинки. Прерыватель тока работает по одному из вариантов: герметизированный контакт (геркон)- пластинка постоянного магнита; индуктивный датчик- пластинка из ферромагнитного материала; токоподводящие электроды, диаметрально расположенные относительно оси турбинки - изолированный, проходящий через ось контакт (штырек); источник света и фотоэлемент- затемненные полосы на прозрачных лопастях турбинки, перекрывающие луч света при ее вращении.

При каждом обороте турбинки в схему на наземный пульт по кабелю подается импульс напряжения, который фиксируется электрическим счетчиком МЭС-54. По секундомеру с использованием показаний счетчика (числа импульсов) определяется частота импульсов и с помощью тарифовочных графиков определяется расход жидкости. При автономной работе датчика число оборотов турбинки фиксируется, например, в виде черточек на фотобумаге, равномерное движение которой обеспечивается часовым механизмом.

Скважинные датчики устанавливаются с центрирующими фонарями или без них. При больших диаметрах скважины датчики оборудуются пакерами; в этом случае расход потока по стволу скважины определяется с учетом коэффициента, определяемого экспериментально.

Расширение диапазона измерения производится за счет сменных турбинок с различным шагом, за счет перекрытия канала и пропуска той или иной части жидкости через датчик. Спускается датчик в скважину на проволоке или кабеле.

С помощью скважинного расходомера может быть определено и направление потока по стволу; в этом случае сравнивается частота импульсов при спуске и подъеме датчика с одинаковой скоростью: частота импульсов будет больше при встречном потоке. Некоторые расходомеры позволяют определять направление осевого потока по стволу скважины непосредственно при измерении расхода.

Скважинный расходомер ДАУ-3

Скважинный расходомер ДАУ-3 предназначен для исследования поглощающих горизонтов разведочных скважин при бурении с промывкой водой и глинистыми растворами. Расходомер позволяет определить мощность и глубину залегания поглощающих или водопроявляющих горизонтов, интенсивность поглощения или водопритока дифференцированно по всей мощности горизонта, направление и интенсивность перетоков между водопроявляющими горизонтами.

Расходомер состоит из скважинного датчика и наземного измерительного блока. Рабочим элементом датчика является аксиальная крыльчатка. В качестве тахометрического преобразователя использован дифференциальный индуктивный датчик. Импульсы напряжения фиксируются электрическим счетчиком МЭС-54. Расход потока в месте измерения определяется с помощью тарировочных графиков.

Расходомер ДАУ-3 создан в Донбассантрацитовском управлении шахтной геологии, разведочного и технического бурения при научном руководстве кафедры техники разведки СГИ.

Расходомер применяется без пакерующего устройства, и часть воды, минуя измерительный элемент, проходит через кольцевой зазор между датчиком и стенками скважины, что учитывается поправочным коэффициентом на диаметр скважины, устанавливаемым по специальным графикам. Скважинный датчик оборудован съемной центрирующей рессорой.

ГЛАВА 8. 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.

Классификация основных методов неразрушающего контроля

Основными методами неразрушающего контроля в общепромышленной практике являются: ультразвуковой, магнито-порошковый, капиллярный, вихретоковый, радиационный, акустико-эмиссионный, магнитоферрометрический, 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.

Аппаратура для контроля технического состояния буровых труб

Контроль за техническим состоянием бурильных труб и ПРИ, своевременная выбраковка изношенных бурильных труб, выявление дефектов позволяют избежать ряд осложнений и аварий при бурении скважин, тем самым повысить технико-экономические показатели.

В геологоразведочной практике в настоящее время для контроля за состоянием бурильных труб применяется ультразвуковой дефектоскоп ДБТ, толщиномер Т1, “Кварц-15”, детектор износа ДИТ.

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 рисунке 50, схема соединения узлов ДБТ на рисунке 51.

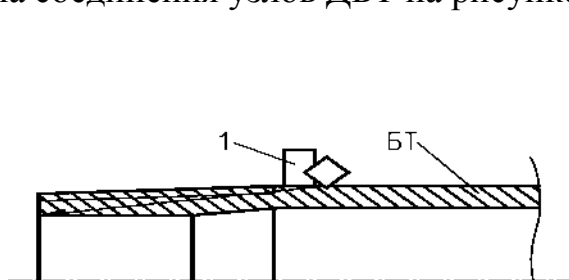


Рисунок 50. Схема распространения ультразвуковых импульсов: 1-датчик

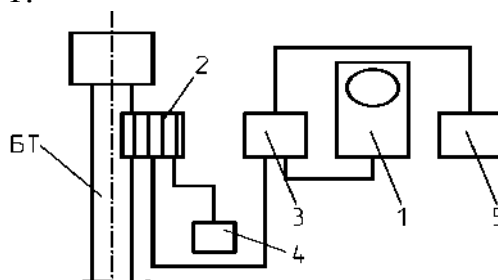


Рисунок 51. Схема соединений узлов ДБТ

Дефектоскоп ДБТ состоит из следующих основных узлов (Рисунок 52): ультразвукового дефектоскопа ДУК66П (показывающего прибора) 1, блока датчика 2, генераторно-усилительной приставки (ПГУ) 3, водяного насоса 4 и блока питания 5. В блоке датчика имеется призма 1, с помощью которой он строго определенным образом устанавливается оператором на контролируемой трубе. В призме с гарантированным зазором от поверхности трубы закреплен пьезодатчик 2 (типа ИЦ-3Б). Пьезодатчик окружен резиновым уплотнением, образующем вместе с поверхностью трубы замкнутую камеру, в которую от насоса подается вода, обеспечивая акустический контакт пьезодатчика с материалом контролируемой трубы.

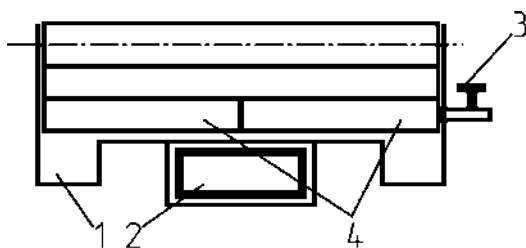


Рисунок 52. Блок датчика ДБТ

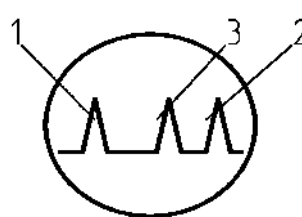


Рисунок 53. Расположение импульсов на экране дефектоскопа

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.

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 (Рисунок 53).

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 бурильных труб без непрерывного наблюдения по экрану дефектоскопа ДУК66П. Это позволяет затрачивать на дефектоскопию одного высаженного конца трубы не более 1,5 мин.

Аппаратура Т-1

Аппаратура Т-1 предназначена 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 (Рисунок 54), вмонтированных в портативный датчик.

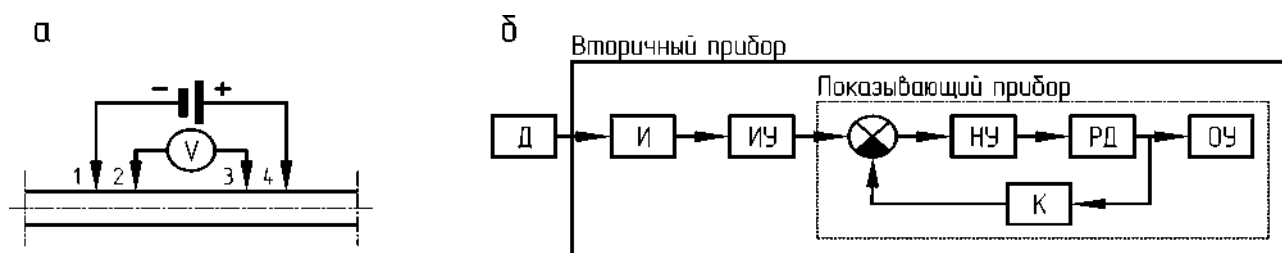


Рисунок 54. Толщиномер Т1:

а- схема измерения; б- блок-схема толщиномера

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. 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 ΔU 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. 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.

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 $+600^{\circ}\text{C}$. Прибор предназначен для эксплуатации в полевых, цеховых и лабораторных условиях (в т.ч. во взрывоопасных помещениях и наружных установках).

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. Датчик индикатора износа бурильных труб монтируется в механизме трубоизмерителя РТ-1200М.

Передвижная дефектоскопическая станция ПДС

Передвижная дефектоскопическая станция предназначена для комплексного неразрушающего контроля элементов колонны бурильных труб геологоразведочного сортамента, колонковых и утяжеленных труб, грузоподъемного оборудования в полевых условиях.

На рисунке 55 показана блок-схема ПДС. Станция позволяет обнаруживать наличие и оценивать глубину усталостных трещин в высаженных концах стальных бурильных труб с конической резьбой, измерять толщину стенки бурильных и колонковых труб, выявлять износ стальных бурильных труб диаметром 50 мм непосредственно в процессе СПО, контролировать наружный диаметр муфт и замков к трубам диаметром 42, 50 и 63,5 мм, измерять толщину стенки у упорного торца внутренней резьбы УБТ диаметром 73 и 89 мм, обнаруживать трещины в корпусе наголовников диаметром 83 мм к полуавтоматическим элеваторам.

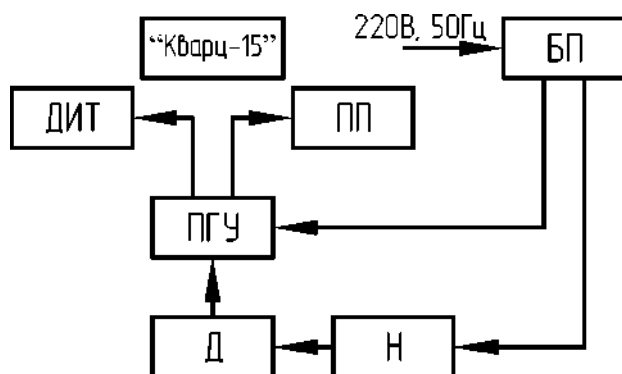


Рисунок 55. Блок-схема ПДС: БП- блок питания; ПГУ- приставка генераторно-усилительная; Д- датчик; Н-насос НЭБ-1/20; ПП-показывающий прибор

В состав оборудования ПДС входят дефектоскоп ДБТ (с насосом), детектор износа труб ДИТ, толщиномер “Кварц-15”, переговорное устройство СПУ-7 (для ведения переговоров между двумя операторами, когда приборная стойка не выносится из автомашины), шаблоны для замера износа труб, контрольные образцы с искусственными дефектами (на отрезанной части трубы в зоне резьбы и высаженной части; на наголовнике в корпусе).

Работа с аппаратурой ПДС во время контроля колонны бурильных труб осуществляется двумя операторами. Один оператор датчиком ДБТ контролирует высаженные концы бурильных труб; в случае срабатывания сигнализации прибора ДИТ с помощью толщиномера “Кварц-15” определяет толщину стенок бурильных труб, а так же контролирует с помощью шаблона износ муфт и замков. Второй оператор, находясь у пульта в салоне автомашины, следит за показаниями приборов ДБТ и ДИТ и по переговорному устройству СПУ-7 руководит действиями первого оператора при наличии трещин или износа бурильных труб.

Сигнализация срабатывает в следующих случаях: в момент прохождения через датчик муфто-замкового соединения или в момент прохождения через датчик бурильной трубы, наружный поперечный размер которой ниже значения установленного порога сигнализации прибора. Во втором случае подъем (спуск) приостанавливается, затем снаряд опускается (поднимается) таким образом, чтобы изношенный участок находился на уровне (300-400) мм от верхнего торца датчика. После этого определяется минимальная толщина стенки толщиномером “Кварц-15”. Если толщина стенки трубы окажется в пределах 3 мм, то эти трубы переводятся на бурение скважин глубиной не более 500 м; при толщине стенок труб менее 2 мм трубы выбраковываются и не используются по прямому назначению.

После прохождения и контроля труб прибором ДИТ колонна поднимается (опускается) и останавливается в месте соединения труб на высоте 1,5 м от устья скважины. Производится контроль труб на определение скрытых трещин в зоне высаженной части и зоне резьбы с помощью прибора ДБТ.

Перед контролем поверхность трубы тщательно очищается от грязи и ржавчины на расстояние не менее 400 мм от торца. Датчик помещается на трубу на расстоянии примерно 200 мм от сбег резьбы или края муфты (замка). Включается насос, на экране показывающего прибора появляется импульс от дна (торца) трубы- донный импульс ДИ (Рисунок 56).

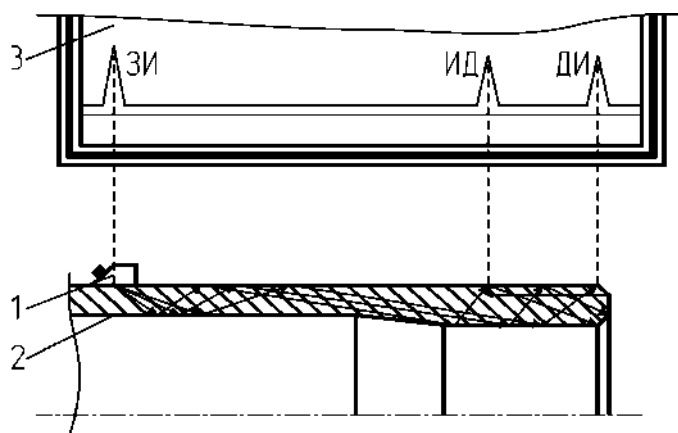


Рисунок 56. Схема распространения ультразвуковых импульсов в теле трубы и отражение на экране прибора зондирующего (ЗИ), донного (ДИ) и импульса дефекта (ИД): 1-труба; 2- ультразвуковой датчик; 3- экран прибора

Датчик обводится вокруг трубы таким образом, чтобы постоянно на экране присутствовал донный импульс. При появлении на экране одного или нескольких импульсов левее донного устанавливается, являются ли они результатом наличия дефекта или вызваны случайными помехами. Для этого датчик смещается вдоль оси трубы в оба направления на расстояние примерно ± 50 мм. Если при этом импульсы не исчезают и перемещаются по экрану прибора без изменения расстояния между собой и донным импульсом, то это свидетельствует об обнаружении дефекта.

При протяженности дефекта более 10 мм по длине окружности поверхности трубы производится оценка его параметров (глубины и длины) по определенной методике.

При дефектоскопическом контроле выявляются дефекты, расположенные в резьбовой части бурильных труб. Отбраковываются все непрозвучиваемые трубы и трубы, имеющие дефекты глубиной 0,5 мм и длиной, соответствующей дуге $30-45^\circ$.

Для контроля износа муфт и замков используются шаблоны с проходным S_1 и непроходным S_2 порогами (Рисунок 57).

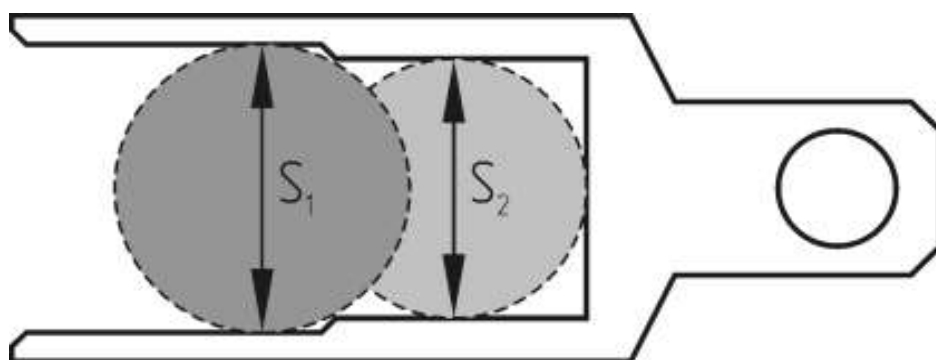


Рисунок 57. Шаблон для контроля износа муфт и замков

Если шаблон упирается порогом в муфту или замок, то они пригодны к работе; если же шаблон входит до конца, минуя порог, то муфта или замок отбраковываются.

ГЛАВА 9. БУРОВЫЕ АВТОМАТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

В литературе и практике буровые автоматические системы получили название буровые автоматические регуляторы- БАР (хотя 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 приводятся электрические схемы БАР с установившимися их названиями с основными (не всеми) звеньями объекта регулирования и структурные схемы автоматических буровых систем регулирования (регулятор плюс объект регулирования).

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.

Большинство систем автоматизации процесса бурения работают в функции осевой нагрузки, т.к. осевая нагрузка, как режимный параметр, во многом определяет успех бурения, и реализовать такие системы наиболее просто. Рассмотрим схему ручного управления осевой нагрузкой при подаче инструмента с лебедки (Рисунок 58), а затем “переконструируем” ее на автоматическое управление и посмотрим, что это влечет за собой.

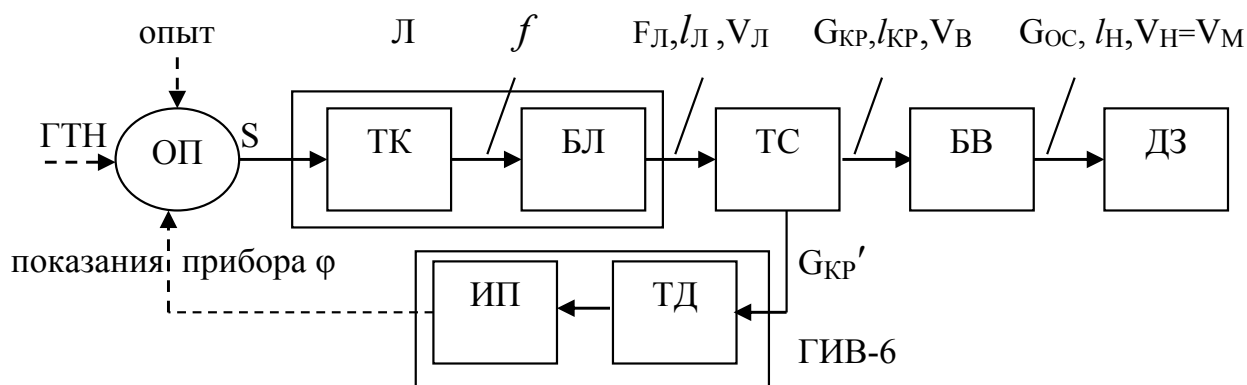


Рисунок 58. Блок-схема ручного регулирования осевой нагрузки при подаче с лебедки: ОП-оператор (бурильщик); Л- лебедка (ТК- тормозные колодки; БЛ- барабан лебедки); ТС- талевая система; БВ- буровой вал; ДЗ- звено “долото-забой”; ГИВ-6- гидравлический индикатор веса (ТД- трансформатор давления; ИП- измерительный прибор - основной указатель)

Управление осевой нагрузкой при подаче инструмента с лебедки производится путем перемещения его верхнего конца (верха буровой колонны). Информацией для оператора (бурильщика) по управлению осевой нагрузкой $G_{ос}$ являются сведения из геолого-технического наряда (ГТН – “здатчик”,

$G_{OC,зад}$) на бурение скважины, показания прибора ИП ф индикатора, например, ГИВ-6 (усилие $G_{кр}'$ в неподвижном конце каната талевой системы пропорционально усилию на крюк $G_{кр}$) и личный опыт. Бурильщик, наблюдая за показаниями прибора ф, при отклонении нагрузки G_{OC} от заданного значения $G_{OC,зад}$ перемещает на величину s рукоятку тормоза 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 ($l_{л}$ - сматывание каната с барабана лебедки, $l_{кр}$ - перемещение крюка талевой системы, $l_{н}$ - перемещение низа БВ при бурении, т.е. углубка), и изменяется нагрузка на породоразрушающий инструмент G_{OC} ($F_{л}$ - 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 $V_{в}$ и нагрузка на ПРИ, при увеличении тормозного усилия- скорость подачи и нагрузка уменьшаются. В установившемся режиме скорость подачи верха колонны $V_{в}$ равна скорости подачи низа колонны $V_{н}$, и механической скорости бурения $V_{м}$.

Таким образом, роль бурильщика сводится к перемещению s рукоятки управления тормозом лебедки в функции изменения показаний прибора ф, т.е и нагрузки G_{OC} на ПРИ в соответствии с выражением

$$\Delta s = \kappa \Delta G_{OC},$$

где ΔG_{OC} - отклонение осевой нагрузки от заданного значения;

κ – коэффициент пропорциональности, показывающий, какое перемещение бурового инструмента приходится на единицу отклонения нагрузки.

Для перехода на автоматическое, необходимо в схеме предусмотреть вместо бурильщика исполнительный механизм ИМ, воздействующий на тормоз лебедки. Естественно, потребуется введение и других узлов: задатчика, узла сравнения, усилителя и др. (Рисунок 59).

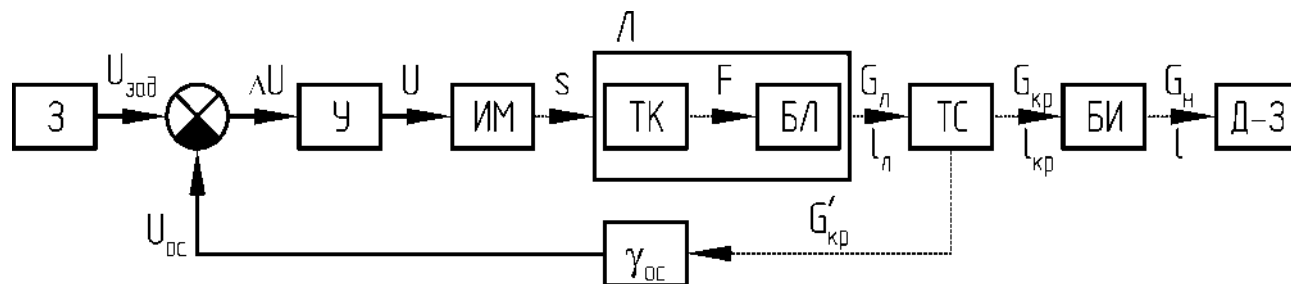


Рисунок 59. Структурная схема автоматического регулятора осевой нагрузки при подаче с лебедки: З- задатчик; У- усилитель; ИМ- исполнительный механизм; γ_{OC} – звено обратной связи

Как и 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 γ_{OC} , в качестве которого может быть применен любой датчик с электрическим выходным сигналом $U_{ос}$ (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.

Автоматизация подачи бурового инструмента

Подача породоразрушающего инструмента (ПРИ)- подача долота, коронки- 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 равны 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: П- подача верха бурового вала, V_B – скорость подачи верха бурового вала, скорость подачи породоразрушающего инструмента $V_{ПРИ}$, что то же самое, что и скорость подачи низа буровой колонны V_H и механическая скорость бурения V_M ; используется и термин “подача инструмента” (бурового инструмента БИ), когда процесс рассматривается в общем плане или он идет в установившемся режиме.

Подача верха БВ может быть непрерывной (плавной) и дискретной (ступенчатой, импульсной). В общем случае эффективность подачи принято оценивать средней механической скоростью бурения $V_{M.CP}$ - 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).

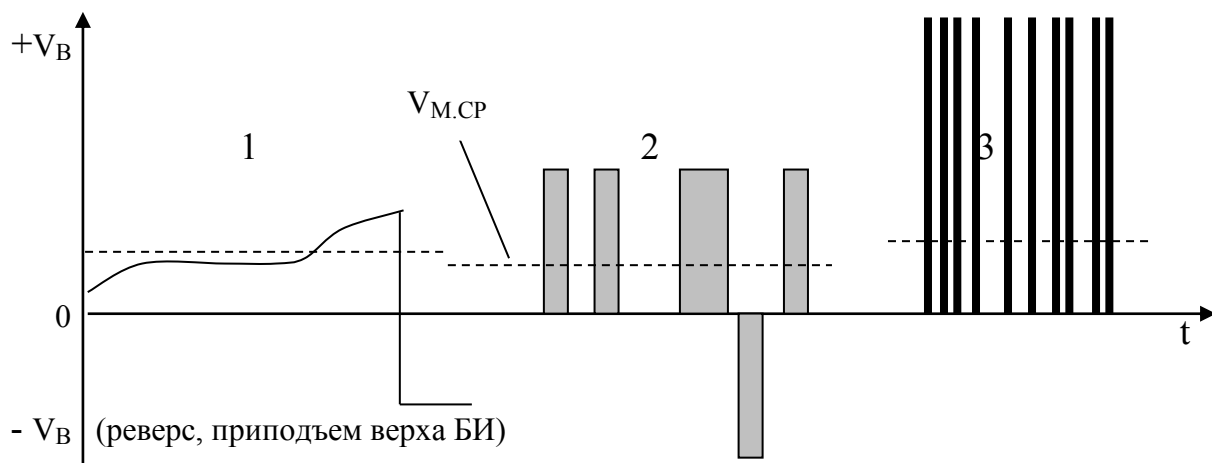
Наиболее простыми в реализации являются алгоритмы-стабилизаторы параметра: $G_{OC} = \text{const}$ ($G_{KP} = \text{const}$), $n = \text{const}$, $Q = \text{const}$, $M = \text{const}$. Наиболее просто решается вопрос в отношении реализации алгоритмов $n = \text{const}$ и $Q = \text{const}$,

сложнее- в отношении $G_{OC} = \text{const}$ 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_{OC} и n) по принципу: с увеличением G_{OC} 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_M . Примером может служить алгоритм $G_{OC.зад} = G_{OC} + k \cdot V_M$ (буровые регуляторы БР-1, АРП-1) и графическая зависимость (семейство характеристик для горных пород различной крепости) $n = f(G_{OC})$ при оптимальной механической скорости.

На рисунке 60 представлены варианты графиков подачи верха бурового инструмента (БИ).



Рисунки 60. Графики подачи верха бурового инструмента:

1-непрерывная подача; 2-ступенчатая подача; 3-импульсная подача

При всех видах подачи регуляторы должны предусматривать реверс. Это диктуют непредсказуемые возмущающие воздействия, создающие аварийные ситуации.

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.

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 на данный период пока что проблемой является разработка простых эффективных в работе буровых автоматических регуляторов (БАР).

Ниже рассматриваются вопросы, касающиеся автоматизации только процесса бурения, рассматриваются 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.

Система автоматического регулирования включает объект регулирования и регулятор. Объектами регулирования являются буровой станок, буровой насос и др. или их узлы: вращатель, привод, лебедка, др.

В общем случае система имеет несколько входных и выходных параметров (величин). Входными параметрами являются напряжения уставок (задающие напряжения- $U_{ЗАД}$), напряжение питания бурового двигателя $U_{БД}$ и др. Выходными (регулируемыми, контролируемыми, стабилизируемыми) параметрами являются углубка L , крутящий момент на шпинделе (роторе) M , затраты мощности N , частота оборотов n , расход промывочной жидкости Q , усилие на крюк талевой системы $G_{КР}$, осевая нагрузка $G_{ОС}$ 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 $U_{ЗАД}$ (Рисунок 61).

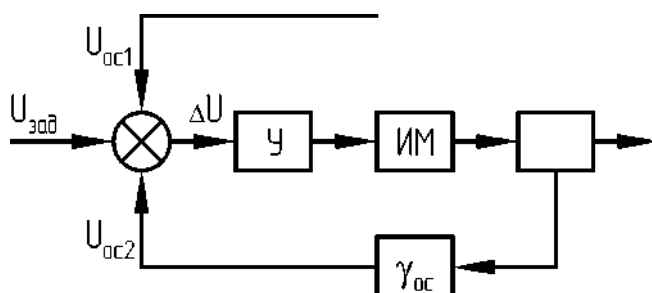


Рисунок 61. Упрощенная структурная схема бурового регулятора:

U -усилитель; ИМ- исполнительный механизм; $\gamma_{ОС}$ - звено обратной связи; U -напряжение

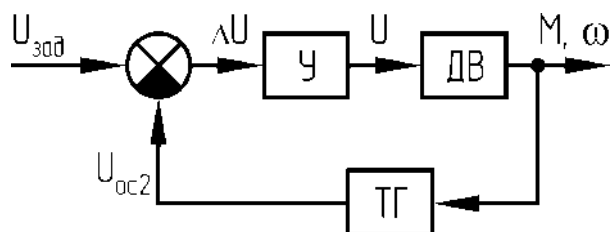


Рисунок 64. Упрощенная структурная схема регулируемого привода

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.

Рассмотрим варианты наиболее простых автоматических систем подачи инструмента и на их примере проиллюстрируем выше приведенные положения.

Наиболее оправданно применение буровых автоматических систем при сооружении глубоких скважин. В этом случае подача инструмента осуществляется с лебедки; лебедка Л и талевая система ТС являются обязательными звеньями БАР.

Структурная схема бурового автоматического регулятора подачи инструмента с лебедки может быть представлена, как это показано на рисунке 65, где представлена и подсистема защиты от перегрузки, контролирующая потребляемый буровым двигателем БД ток $I_{\text{бд}}$.

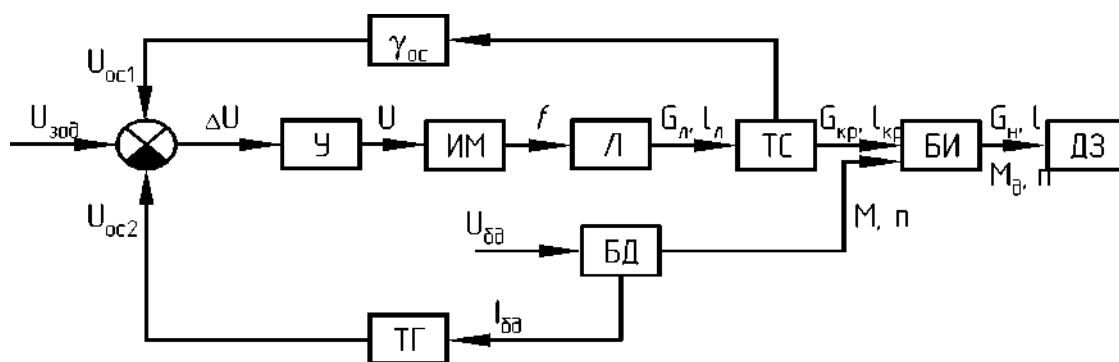


Рисунок 65. Упрощенная структурная схема БАР при подаче инструмента с лебедки: У-усилитель; ИМ- исполнительный механизм; Л- лебедка; ТС- талевая система; БИ- буровой инструмент; ДЗ- звено “долото-забой”; БД- буровой двигатель; ТГ- трансформатор тока

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. (рассматриваются ниже). Регуляторы подачи инструмента могут изменять скорость подачи по величине и направлению- активные регуляторы (Рисунок 66, а) или только по величине- пассивные регуляторы (Рисунок 66, б).

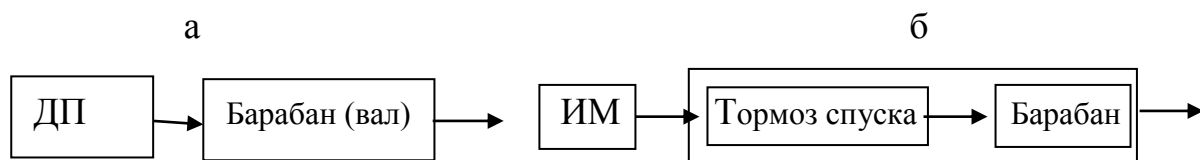


Рисунок 66. Звенья активного (а) и пассивного (б) БАР

По аналогичным схемам могут быть выполнены регуляторы подачи и для геологоразведочных буровых станков, но для них, имеющих планетарные лебедки, могут быть и варианты, показанные на рисунке 67. Недостаток данных регуляторов: интенсивный износ тормозной пары.

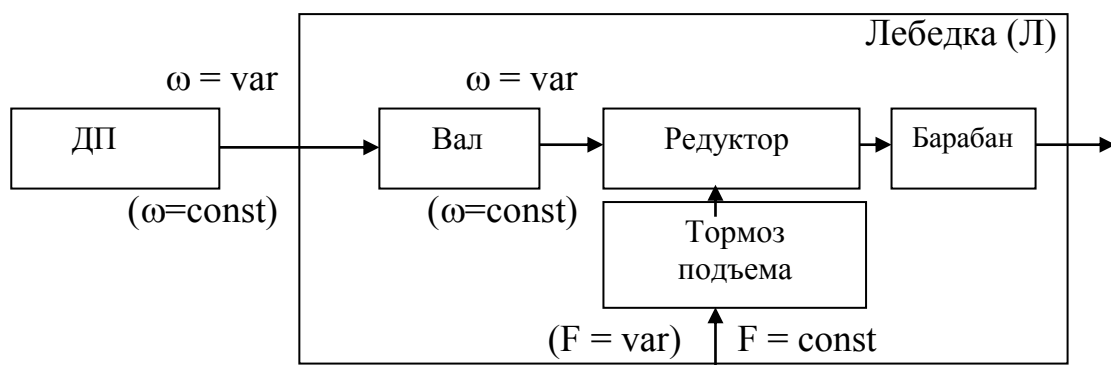


Рисунок 67. Варианты включения в схему БАР планетарной лебедки станков геологоразведочного бурения

Буровой инструмент БИ (буровой вал) может быть представлен в виде двух звеньев, создающих усилие. Возможны три варианта, когда вес бурового инструмента больше, равен или меньше осевой нагрузки. Тогда в структурной схеме буровой инструмент может быть представлен по-разному (рисунок 68) (для станков типа ЗИФ).

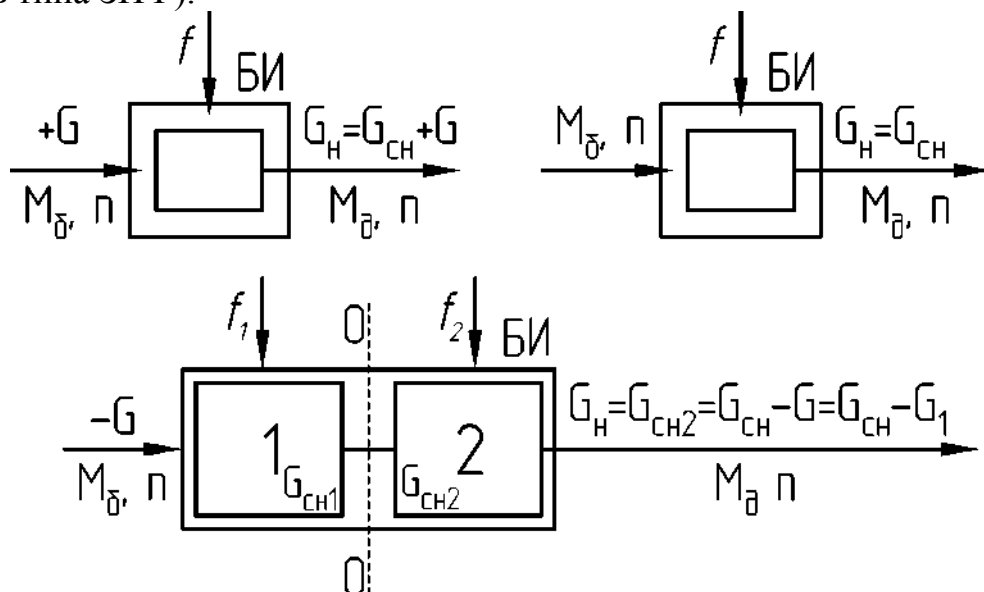


Рисунок 68. Варианты представления бурового инструмента (БИ) в структурной схеме БАР

Буровые регуляторы, работающие в функции загрузки бурового двигателя БД (или с ограничением по загрузке), в качестве звена обратной связи, контролирующего загрузку БД, могут включать трансформатор тока ТТ (Рисунок 69, а). На рисунке 69, б показаны несколько вариантов съема сигнала, пропорционального усилию на крюк $G_{кр}$ (или осевой нагрузке $G_{ос}$).

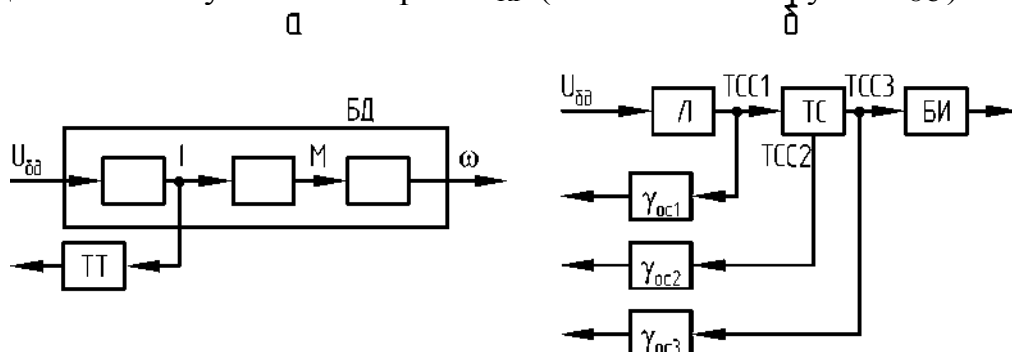


Рисунок 69. а- схема контроля загрузки бурового двигателя по току; б- варианты съема сигнала, пропорционального усилию на крюке

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.

В подтверждение выше сказанного рассмотрим две структурные схемы бурового регулятора- стабилизатора расхода промывочной жидкости, реализующего алгоритм $Q = \text{const}$. (Рисунок 70).

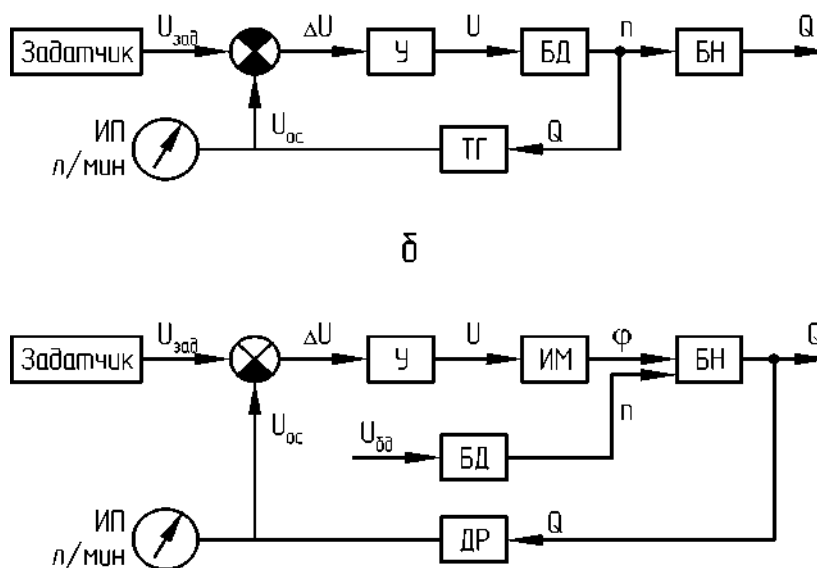


Рисунок 70. Структурные схемы стабилизаторов расхода промывочной жидкости Q : а- косвенный контроль расхода жидкости; б- непосредственный контроль расхода жидкости

Контролировать можно сам параметр Q (Рисунок 70, б) или пропорциональный ему параметр, в данном случае n (Рисунок 70, а). Отсюда различны и 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 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 первый: 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 рисунке 71 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.

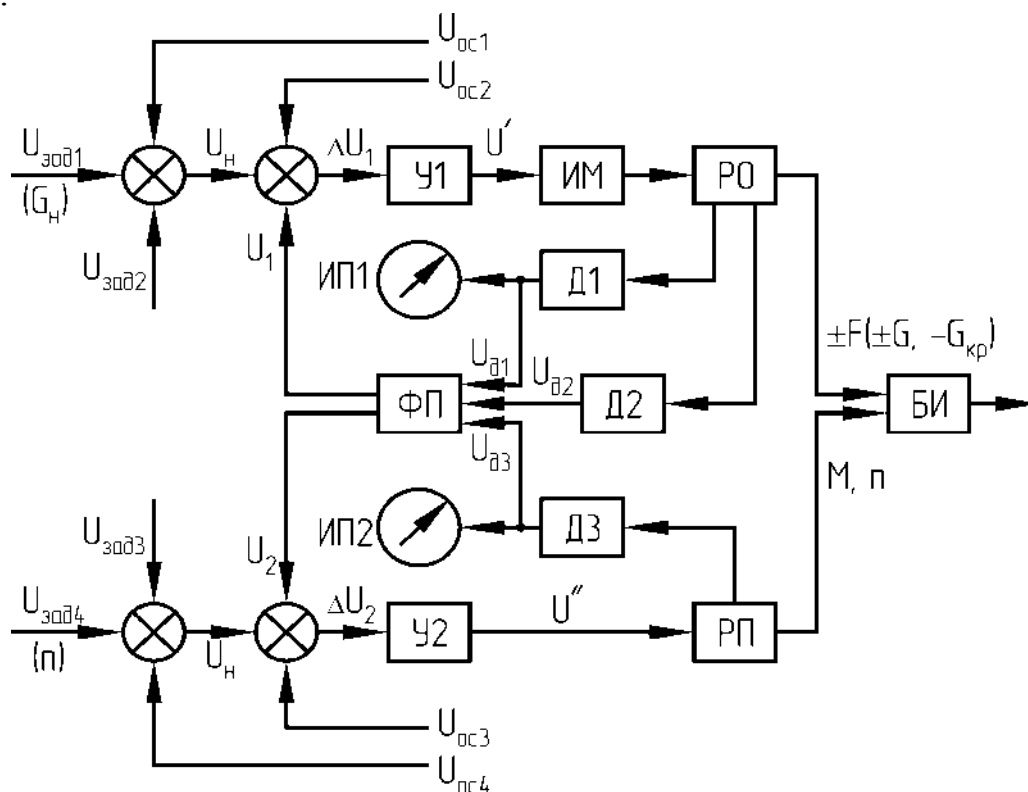


Рисунок 71. Обобщенная структурная схема БАР (В.Г.Храменков)

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_{OC} , 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. (Рисунок 72).

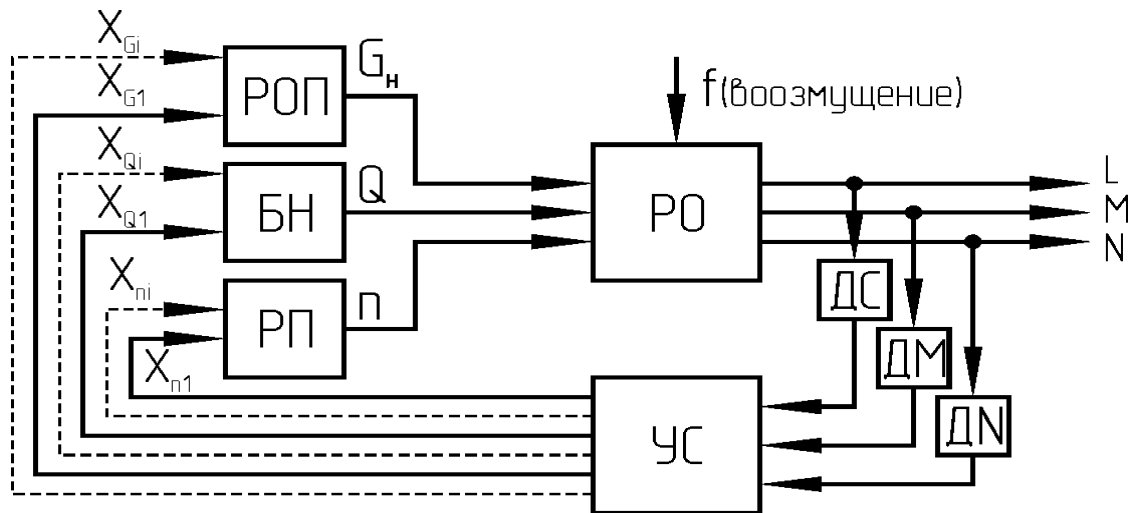


Рисунок 72. Общая схема бурового регулятора подачи инструмента:

РО- рабочий орган (буровой станок); УС- управляющая система; РОП- регулируемый орган подачи; БН- буровой насос; РП- регулируемый привод; ДС- датчик механической скорости бурения; ДМ – датчик момента; ДN- датчик мощности

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.

Алгоритм регулирования закладывается в логику управляющей системы. Чем полнее алгоритм описывает технологический процесс, тем результативнее работает управляющая система.

ГЛАВА 10. РЕГУЛИРУЕМЫЙ ПРИВОД БУРОВЫХ УСТАНОВОК И БУРОВЫХ АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ

Технологический процесс бурения скважин вращательным способом требует изменения частоты оборотов шпинделя (ротора) и скорости подъема инструмента. Распространенный до применения плавно регулируемого привода способ регулирования частоты оборотов шпинделя (ротора) и скорости подъема инструмента, основанный на переключении скоростей коробки перемены передач (КПП), имеет ряд недостатков: изменение скоростей носит ступенчатый характер, число ступеней ограничено и интервал между ступенями велик. Эти недостатки не позволяют подбирать оптимальную частоту вращения породоразрушающего инструмента, не позволяют вести подъем снаряда на оптимальных скоростях.

Частота оборотов шпинделя станков для бурения геологоразведочных скважин при ступенчатой КПП находится в широком диапазоне: 150-1500 об/мин (10:1). Проведение специальных работ требует и более низких частот вращения шпинделя - 50 об/мин, т.е. диапазон регулирования (отношение максимальной скорости к минимальной) частот вращения шпинделя может быть определен как 30:1.

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 :

$$n_C = 60f / p,$$

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:

$$n = \frac{60f}{p} \cdot (1 - s),$$

где

$$s = (n_C - n_p) / n_C \cdot 100\%.$$

У электродвигателей геологоразведочных буровых станков скольжение s составляет 3-4%, у электродвигателей трубообразователя - 10-14%.

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. И 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 ($1200 \div 100$ 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.

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 (Рисунок 73, а);
- машины *параллельного* возбуждения (шунтовые), в которых обмотка возбуждения и обмотка якоря соединены параллельно (Рисунок 73, б);
- машины *последовательного* возбуждения (серийные), в которых обмотка возбуждения и обмотка якоря соединены последовательно (Рисунок 73, в);
- машины *смешанного* возбуждения (компаундные), в которых имеются две обмотки возбуждения (Рисунок 73, г): одна из них $ОВ_1$ включена параллельно с обмоткой якоря, а вторая- $ОВ_2$ – последовательно.

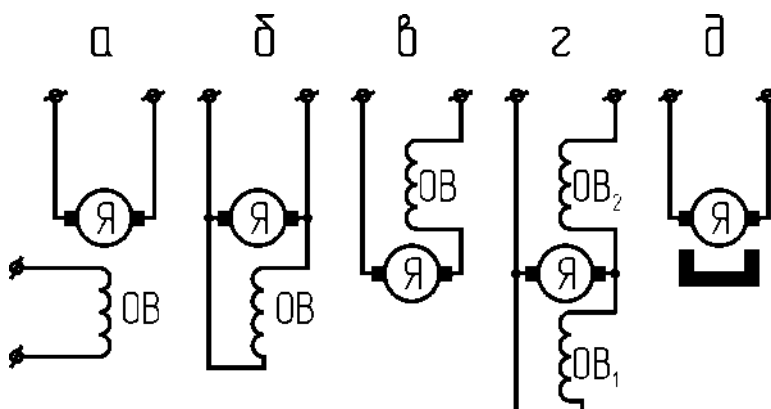


Рисунок 73. Способы возбуждения электрических машин постоянного тока

Названные выше способы возбуждения называются *электромагнитными* способами. На рисунке 73, д представлена *магнитоэлектрическая* машина, в которой магнитное поле возбуждения создается постоянными магнитами.

Частота вращения n якоря двигателя постоянного тока (скоростная характеристика) определяется уравнением:

$$n = \frac{U - I_a \sum r}{C_e \Phi},$$

где U - напряжение питания; I_a – ток якоря; $\sum r$ – сопротивление цепи якоря; Φ – магнитный поток; C_e – постоянная, зависящая от параметров машины (числа полюсов, числа витков обмотки якоря и др.).

Частота вращения якоря двигателя пропорциональна напряжению U , обратно пропорциональна магнитному потоку Φ и зависит от сопротивления якорной цепи Σr . 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 (Рисунке 74). Вращающий момент M при этом изменяется обратно пропорционально частоте вращения- $M = f(1 / n)$.

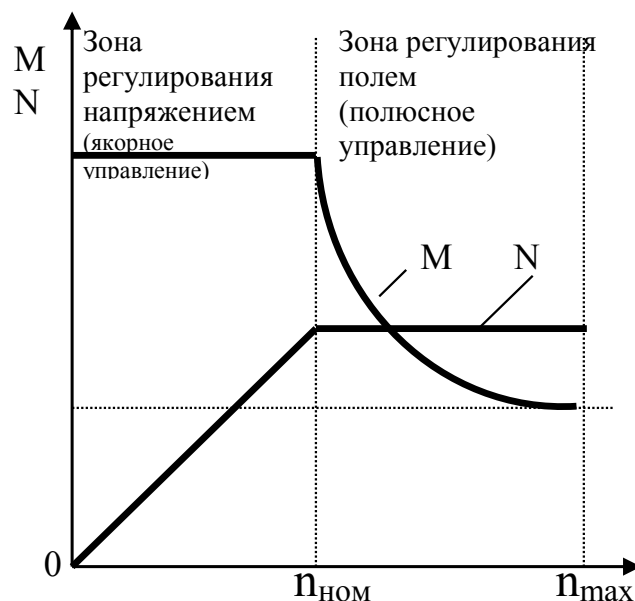


Рисунок 74. Характеристика изменения момента M и мощности N электродвигателя при регулировании частоты оборотов n (характеристика допустимых моментов и мощностей)

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.

Привод постоянного тока по системе генератор-двигатель (Г-Д)

Широкое распространение получил регулируемый привод по системе генератор-двигатель постоянного тока (Рисунок 75) в силу больших возможностей в отношении диапазона регулирования, плавности регулирования и малой мощности управления.

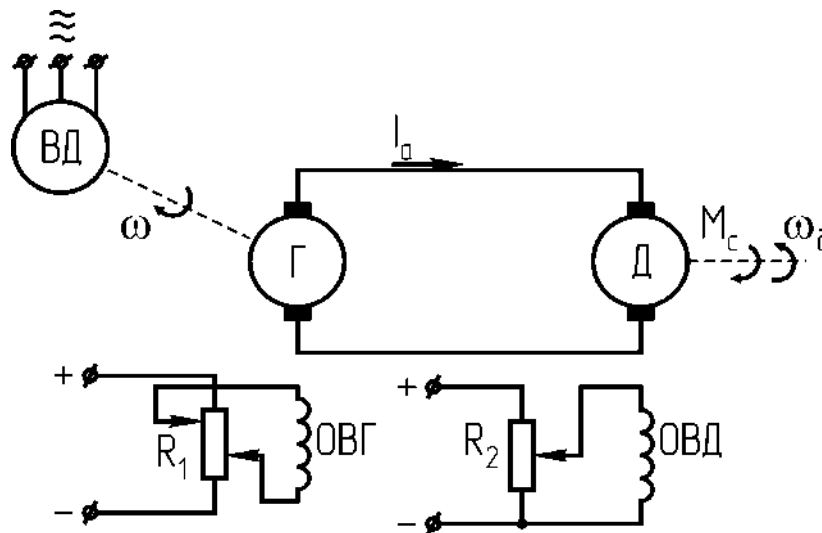


Рисунок 75. Схема системы генератор-двигатель Г-Д

Скорость вращения вала двигателя ω_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).

Система Г-Д экономична в эксплуатации, т.к. в ней нет существенных потерь в регулировочных сопротивлениях; при торможении энергия возвращается в сеть. Недостатком системы является необходимость устанавливать три электрические машины примерно одинаковой мощности. В качестве генераторов системы Г-Д небольшой мощности широко применяются электромашинные усилители (ЭМУ) с поперечным полем (Рисунок 74).

Система Г-Д экономична в эксплуатации, т.к. в ней нет существенных потерь в регулировочных сопротивлениях; при торможении энергия возвращается в сеть. Недостатком системы является необходимость устанавливать три электрические машины примерно одинаковой мощности. В качестве генераторов системы Г-Д небольшой мощности широко применяются электромашинные усилители (ЭМУ) с поперечным полем (Рисунок 76).

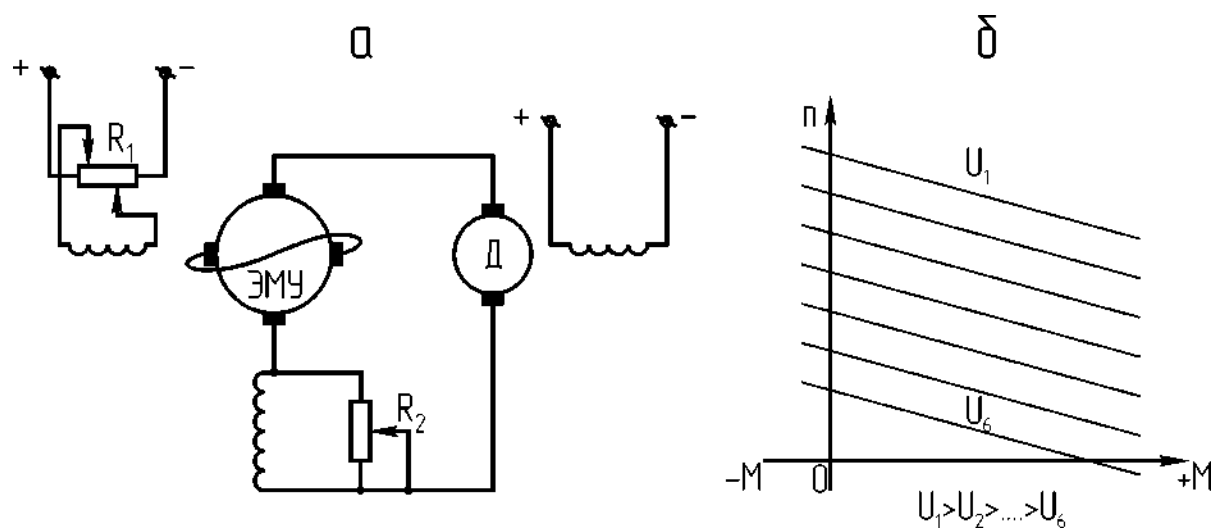


Рисунок 76. Система Г-Д с ЭМУ в качестве генератора:

а - принципиальная электрическая схема; б - механические характеристики

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.

ГЛАВА 11. АВТОМАТИЧЕСКИЕ РЕГУЛЯТОРЫ ПОДАЧИ ИНСТРУМЕНТА В 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.

По виду используемой энергии и принципу работы силового узла (главного звена) БАР могут быть подразделены на электромашинные (с 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. Ниже основное внимание уделено ПАПД и в заключение раздела рассматривается один из многих автоматов подачи долота АПД-1.

По возможности “манипулирования” верхом буровой колонны БАР подразделяются на пассивные и активные.

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 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.

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 (Рисунок 77).

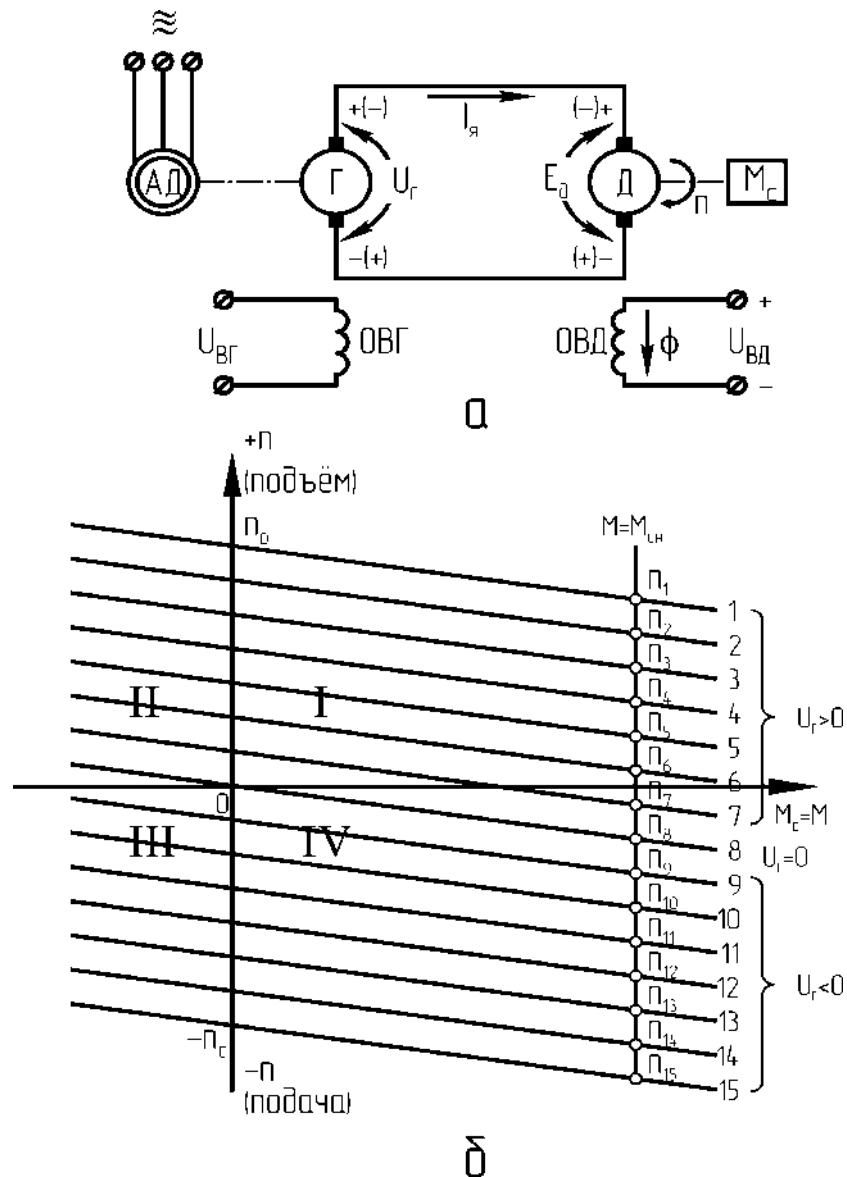


Рисунок 77. Схема системы Г-Д (а) и механические характеристики (б)

На рисунке 77, а $M_{с}$ - нагрузочный момент (двигатель кинематически связан с валом лебедки), $E_{д}$ - противоЭДС напряжению $U_{Г}$. Изменением напряжения $U_{вг}$ питания обмотки возбуждения генератора ОВГ осуществляется регулирование частоты оборотов вала двигателя Д.

Работа системы может быть описана тремя уравнениями:

$$I_{я} = (U_{Г} - E_{д}) / R_{я},$$

$$E_{д} = C_E \cdot \Phi \cdot n,$$

$$M = C_M \cdot \Phi \cdot I_{я},$$

где $R_{я}$ - суммарное сопротивление якорной цепи;

M - вращающий момент, уравновешивающий в установившемся режиме момент нагрузки $M_{с}$.

Из приведенных трех уравнений может быть получено выражение для механической характеристики двигателя $n = f(M)$:

$$n = \frac{U_{\Gamma}}{C_e \cdot \phi} - M \cdot \frac{R_{\text{я}}}{C_e \cdot C_m \cdot \phi^2}$$

Из формулы видно, что при плавном изменении напряжения генератора U_{Γ} можно плавно менять частоту вращения вала двигателя n ; и с изменением нагрузки M частота вращения вала двигателя при $U_{\Gamma} = \text{const}$ будет также меняться.

На рисунке 77,б приведено семейство механических характеристик системы Г-Д при различных значениях U_{Γ} .

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.

Первый I квадрант- двигательный режим работы двигателя. При изменении величины напряжения и номинальном моменте на валу двигателя ($M = M_{\text{сн}}$) частота вращения вала двигателя будет определяться точками пересечения линии момента с прямыми 1 – 6 ($n_1 - n_6$), соответствующими шести значениям напряжения U_{Γ} .

При неизменном по направлению нагрузочном моменте ток якоря $I_{\text{я}}$ не меняет знака. Если знак напряжения U_{Γ} 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 рисунке 75,б видно, что частота вращения вала двигателя будет выше его частоты при $U_{\Gamma} = 0$, т.к. напряжение U_{Γ} изменило знак. Уравнение $I_{\text{я}} = (U_{\Gamma} - E_{\text{д}}) / R_{\text{я}}$ перепишем в виде $U_{\Gamma} - E_{\text{д}} = I_{\text{я}} R_{\text{я}}$ и умножим на $I_{\text{я}}$:

$$U_{\Gamma} I_{\text{я}} - E_{\text{д}} I_{\text{я}} = I_{\text{я}}^2 \cdot R_{\text{я}}$$

– 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_{Γ} 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 M в уравнении.

В этом случае уравнение мощности для характеристик четвертого IV квадранта (за исключением прямой 7) будет иметь вид:

$$-U_{\Gamma} I_{\text{я}} + E_{\text{д}} I_{\text{я}} = I_{\text{я}}^2 \cdot R_{\text{я}}$$

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:

$$M = M_{\text{с}} + j \cdot \frac{d\omega}{dt},$$

где j – суммарный момент инерции.

Т.к. динамическая составляющая момента $j \cdot \frac{d\omega}{dt}$ может быть больше, чем $M_{\text{с}}$ 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 $U_{\text{вг}}$ с помощью специальных возбуждителей либо средств автоматики, которые изменяют по определенному закону частоту вращения вала двигателя n . В буровых регуляторах (в частности, БАР-1-150 в бурении скважин на нефть и газ) 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 рисунке 78 показана электрическая схема регулятора, а на рисунке 79 – структурная схема.

Регулятор осуществляет ступенчатую подачу Π инструмента, верха буровой колонны (Рисунок 78), в функции загрузки бурового двигателя $I_{\text{БД}}$, стабилизируя загрузку в пределах заданной области (Рисунок 79) – $\Pi = f(I_{\text{БД}})$, т.е. алгоритм работы системы с некоторым допущением $I_{\text{БД}} = \text{const}$.

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 $M_{\text{сх}}$) системой Г-Д с

редуктором ЧР. Для представления о мощности звеньев силового узла приводим отдельные их характеристики: асинхронный двигатель АД- 12,5 кВт, 220В, 970 об/мин; генератор постоянного тока Г- 11 кВт, 115В, 970 об/мин; двигатель подачи постоянного тока Д- 9,2 кВт, 110В, 700 об/мин; возбудитель В- 3 кВт, 230В, 970 об/мин (для подачи напряжения $U_{Ш}$ на шины); червячный самотормозящийся редуктор ЧР- с общим передаточным числом 1:277.

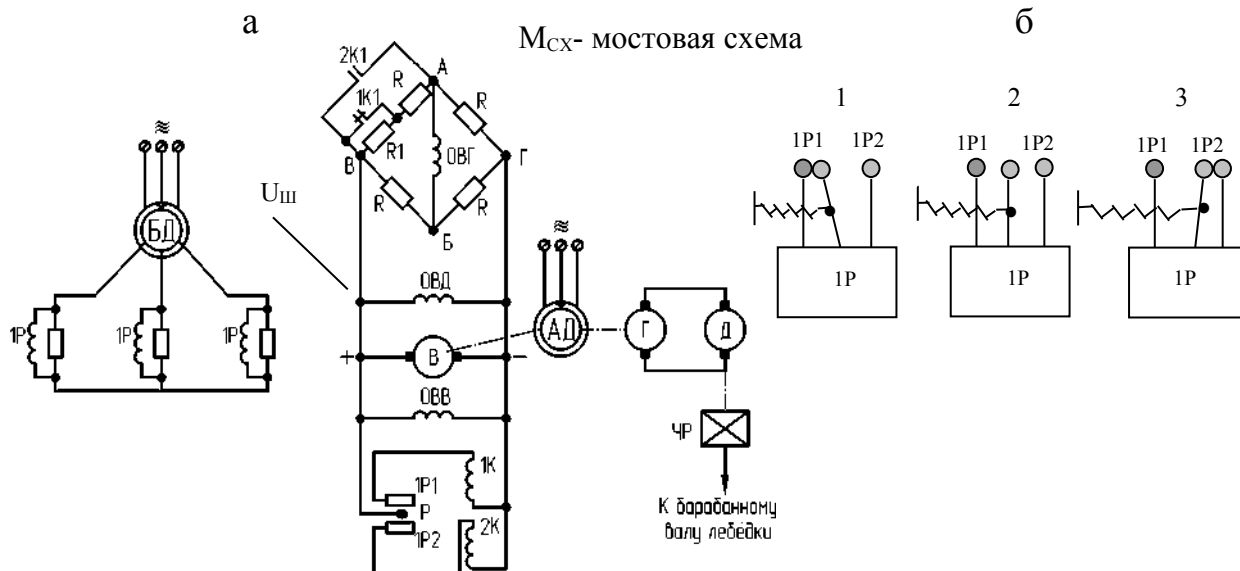


Рисунок 78. Схема электромашинного бурового автоматического регулятора ХЭМЗ (а) и схема работы реле 1Р (б)

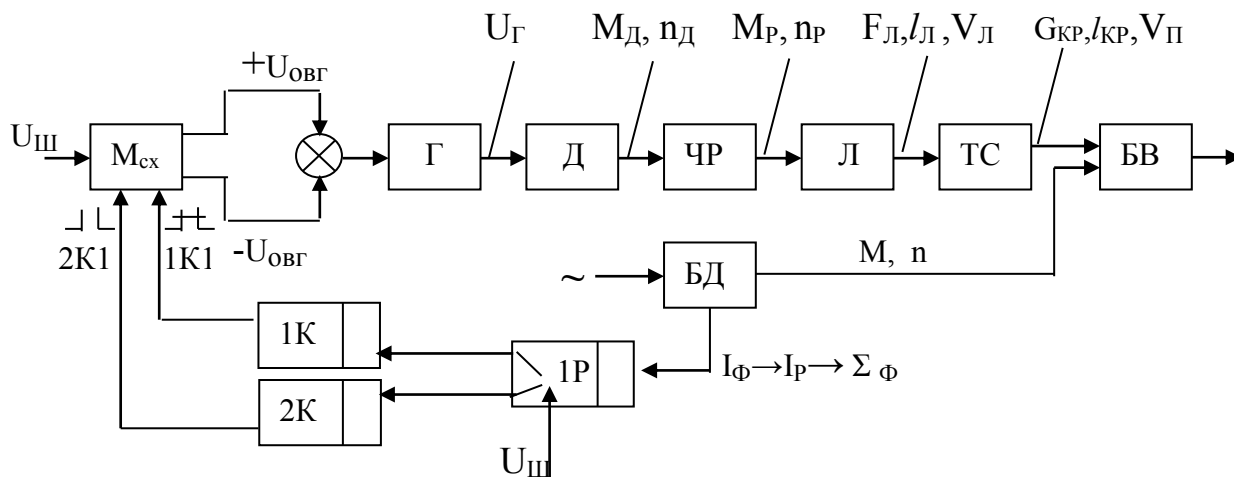


Рисунок 79. Структурная схема бурового автоматического регулятора ХЭМЗ: $\Sigma \Phi$ - суммарный магнитный поток, создаваемый обмотками реле 1Р ($I_{Ф}$ – токи в фазных цепях $\rightarrow I_{Р}$ – токи в обмотках реле); остальные обозначения по тексту

Обмотка возбуждения ОВГ генератора включена в диагональ сбалансированного моста. 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 (Рисунок 78, точка 1); уменьшается и ток в обмотках реле 1Р, реле срабатывает на замыкание контакта 1Р1 (Рисунок 78, 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 буровой колонны вниз ($+V_{\Pi}$). С этого момента (точка 2 на рисунке 78) загрузка двигателя БД начинает увеличиваться, и при входе в область заданных значений загрузки (точка 3) реле 1Р своим размыкающимся контактом 1Р1 обесточивает (Рисунок 78, б, положение 2) контактор 1К, который контактом 1К1, шунтируя R1, балансирует мост; обмотка возбуждения ОВГ обесточивается, двигатель подачи Д обесточивается, подача инструмента прекращается. Бурение продолжается (“выбурка”). И так цикл при нормальном протекании процесса повторяется. Область загрузки бурового двигателя БД задается оптимальной в пределах номинального значения в зависимости от глубины, диаметра скважины.

Описанный цикл может быть представлен в схематичной форме:

$(V_{\Pi}=0, \text{“выбурка”}, G_{OC}\downarrow) \rightarrow (I_{БД}\downarrow) \rightarrow (I_{1Р}\downarrow, \Sigma\Phi\downarrow) \rightarrow (1Р1 \text{ замыкается}) \rightarrow (1К \text{ включается}) \rightarrow (1К1 \text{ размыкается}) \rightarrow (\text{мост разбалансируется}) \rightarrow (+I_{ОВГ} \quad Б \rightarrow А) \rightarrow (+U_{Г}, +U_{Д}) \rightarrow (+V_{\Pi}, G_{OC}\uparrow) \rightarrow (I_{БД}\uparrow) \rightarrow (I_{1Р}\uparrow, \Sigma\Phi\uparrow) \rightarrow (1Р1 \text{ размыкается}) \rightarrow (1К \text{ выключается}) \rightarrow (1К1 \text{ замыкается}) \rightarrow (\text{мост балансируется}) \rightarrow (I_{ОВГ} = 0) \rightarrow (U_{Г}=0, U_{Д} = 0) \rightarrow (V_{\Pi} = 0, \text{“выбурка”}, G_{OC}\downarrow), \text{ и цикл повторяется. Видим, что при загрузке бурового двигателя в заданной области подачи бурового инструмента нет.}$

В случае перегрузки бурового двигателя по разным причинам, не только за счет увеличения осевой нагрузки, цикл в схематичной форме может быть представлен следующим образом: $(V_{\Pi}=0, I_{БД}\uparrow) \rightarrow (I_{1Р}\uparrow, \Sigma\Phi\uparrow) \rightarrow (1Р2 \text{ замыкается, рисунок 78,б, положение 3}) \rightarrow (2К \text{ включается}) \rightarrow (2К1 \text{ замыкается}) \rightarrow (\text{мост разбалансируется}) \rightarrow (-I_{ОВГ} \quad А \rightarrow Б) \rightarrow (-U_{Г}, -U_{Д}) \rightarrow (-V_{\Pi}, G_{OC}\downarrow, \text{ т.е. реверс, точка 6, рис.4.39}) \rightarrow (I_{БД}\downarrow) \rightarrow (I_{1Р}\downarrow, \Sigma\Phi\downarrow) \rightarrow (1Р2 \text{ размыкается}) \rightarrow (2К \text{ выключается}) \rightarrow (2К1 \text{ размыкается}) \rightarrow (\text{мост балансируется}) \rightarrow (I_{ОВГ} = 0) \rightarrow (U_{Г} = 0, U_{Д} = 0) \rightarrow (V_{\Pi} = 0, \text{“выбурка”}, G_{OC}\downarrow, \text{ буровой двигатель входит в область заданной загрузки}).$ Основным недостатком бурового автоматического регулятора ХЭМЗ является контактная схема управления; достоинством является - применение системы Г-Д для управления двигателем подачи.

Дифференциальный редуктор в буровых автоматических регуляторах

Применение системы Г-Д с дифференциальным редуктором явилось толчком в развитии БАР в бурении скважин на нефть и газ. Дифференциальный редуктор ДР (Z67, Z46; блок шестерня Б- Z47, Z150; блок-шестерня А- Z47, Z159; сателлиты Z34) совместно с двумя приводными двигателями Д и АД образует электродифференциальный редуктор ЭДР (Рисунок 80).

ДР и понижающим редуктором ПРед. Выпрямленный сигнал, пропорциональный нагрузке двигателя электробура, поступает (ТТ, В1) на обмотку управления ОУ_у магнитного усилителя МУ. На задающую обмотку МУ подается напряжение, которое устанавливается в зависимости от требуемой нагрузки двигателя ЭБ. Рабочий ток магнитного усилителя определяется величиной суммарного магнитного потока $\Delta\Phi = \Phi_{\text{Зад}} - \Phi_{\text{у}}$, где $\Phi_{\text{Зад}}$ – магнитный поток, создаваемый задающей обмоткой (пропорционален задающему напряжению $U_{\text{Зад}}$), $\Phi_{\text{у}}$ – магнитный поток управления, пропорциональный нагрузке двигателя ЭБ (отрицательная обратная связь). Магнитный усилитель через выпрямитель В2 нагружен на обмотку возбуждения ОВГ генератора Г.

При увеличении нагрузки (тока $I_{\text{ЭБ}}$) двигателя электробура свыше заданной магнитный поток $\Phi_{\text{у}}$ возрастает, суммарный магнитный поток падает (Рисунок 81,б), уменьшается и ток в обмотке возбуждения генератора, уменьшается $U_{\text{Г}}$ (Рисунок 82), что приводит к снижению частоты оборотов вала двигателя Д и, следовательно, частоты оборотов $n_{\text{Б}}$, что, в свою очередь, ведет к уменьшению скорости подачи верха буровой колонны и тем самым к уменьшению нагрузки двигателя электробура, вводя ее в область заданного значения.

Упрощенная схема БАР-150 для турбинного бурения

Исполнительным двигателем является также электрический двигатель постоянного тока, работающий в системе Г-Д. На рисунке 83 представлен упрощенная схема бурового автоматического регулятора для турбинного бурения, на рисунке 84- его структурная схема.

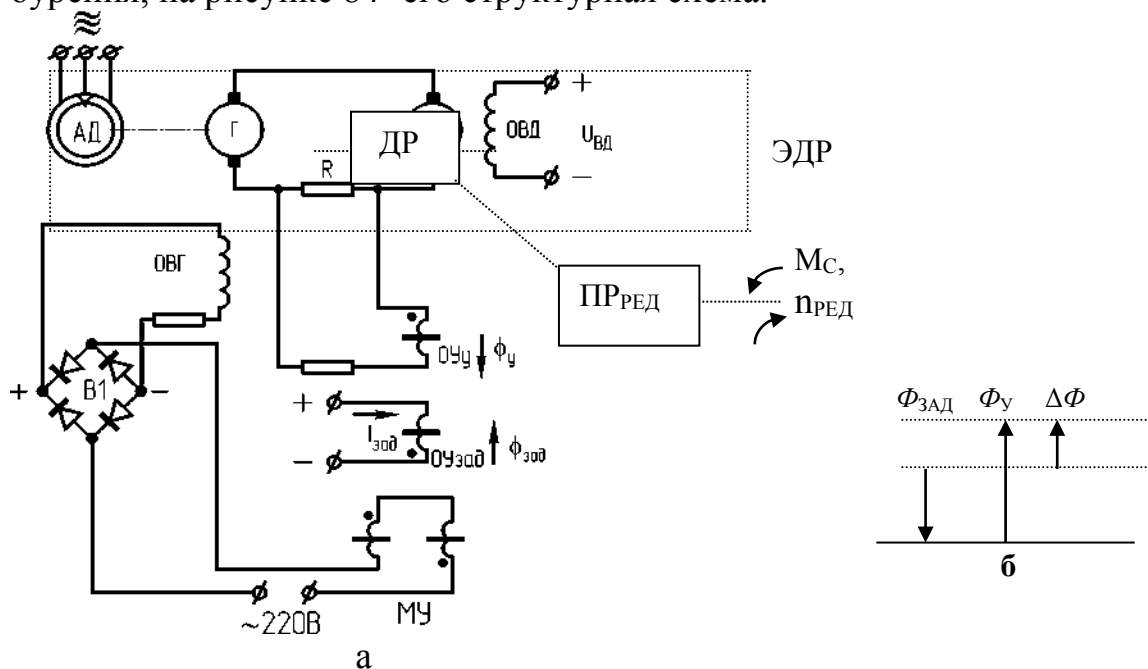


Рисунок 83. Электрическая схема электромашинного БАР-150 подачи долота при турбинном бурении (ЭДР условно включен и генератор Г)

Регулируемым параметром является осевая нагрузка на долото, определяемая по весу бурового инструмента. При некоторых допущениях можно считать, что момент на выходном валу бурового регулятора и, следовательно, ток в якорной цепи в системе Г-Д будет пропорционален весу снаряда на крюке в процессе бурения: $I_{\text{я}} \equiv G_{\text{кр}}$.

С уменьшением осевой нагрузки $G_{\text{ос}}$ увеличивается усилие на крюк $G_{\text{кр}}$, увеличивается ток якоря $I_{\text{я}}$, повышается напряжение U_{R} на сопротивлении R (рис.4.43). Дальнейшая цепочка прохождения сигналов и их воздействие может быть представлена следующим образом: с увеличением напряжения U_{R} увеличивается ток в обмотке управления $ОУ_{\text{У}}$ магнитного усилителя МУ, увеличивается магнитный поток управления $\Phi_{\text{У}}$, увеличивается суммарный магнитный поток $\Delta\Phi$ ($\Delta\Phi = \Phi_{\text{Зад}} - \Phi_{\text{У}}$ - см. рис.4.43,б; $\Phi_{\text{Зад}} < \Phi_{\text{У}}$), увеличивается ток в обмотке возбуждения генератора ОБГ, увеличивается напряжение $U_{\text{д}}$, увеличивается частота оборотов $n_{\text{д}}$ (якорное управление) и $n_{\text{р}}$, увеличивается скорость подачи верха бурового вала $V_{\text{В}}$, уменьшается усилие на крюке $G_{\text{кр}}$ с восстановлением заданной осевой нагрузки $G_{\text{ос}}$; значение осевой нагрузки задается подачей соответствующего напряжения $U_{\text{Зад}}$ на задающую обмотку $ОУ_{\text{Зад}}$ магнитного усилителя МУ.

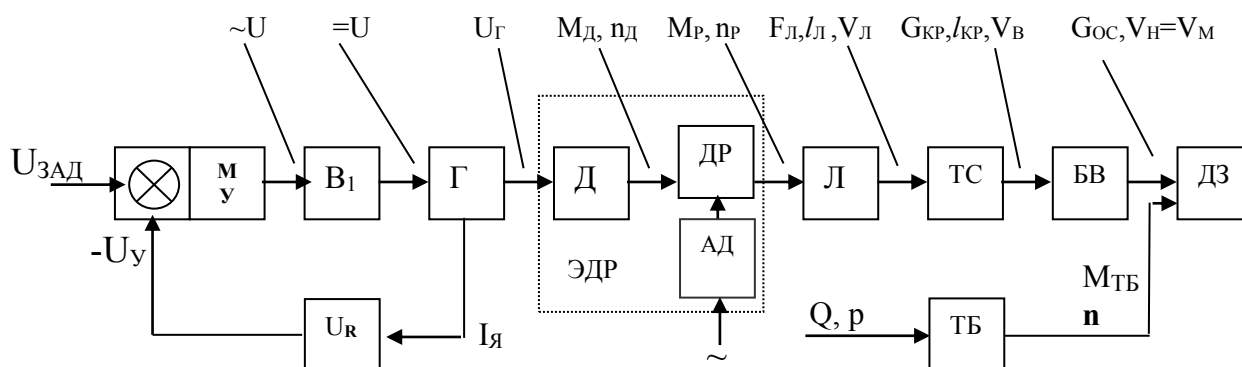


Рисунок 84. Структурная схема электромашиного БАР-150 подачи долота при турбинном бурении.

Понижающий редуктор ПРед на схеме не показан; $V_{\text{н}} = V_{\text{м}}$ – скорость подачи низа БВ, или механическая скорость бурения; ЭДР – электродифференциальный редуктор; ДР – дифференциальный редуктор.

Автоматы веса электрические типа АВЭ

Автоматы типа АВЭ относятся к электромашиным БАР активного типа с исполнительным двигателем постоянного тока, работающим по системе Г-Д. Автомат предназначен, главным образом, для поддержания постоянной осевой нагрузки на долото, поддерживая постоянным вес на крюке, т.е. это стабилизатор, реализующий алгоритм $G_{\text{кр}} = \text{const}$ (или $G_{\text{ос}} = \text{const}$). Кроме того, регулятор может быть использован:

- для проработки скважины по закону уменьшения скорости подачи с увеличением нагрузки на долото;
- для поддержания постоянной скорости подачи или подъема инструмента;

- для стабилизации тока двигателя электробура при наличии специальной приставки.

На рисунке 85 показана упрощенная принципиальная схема регулятора АВЭ-1. Регулятор включает три основных узла: измерительный, усилительный и силовой.

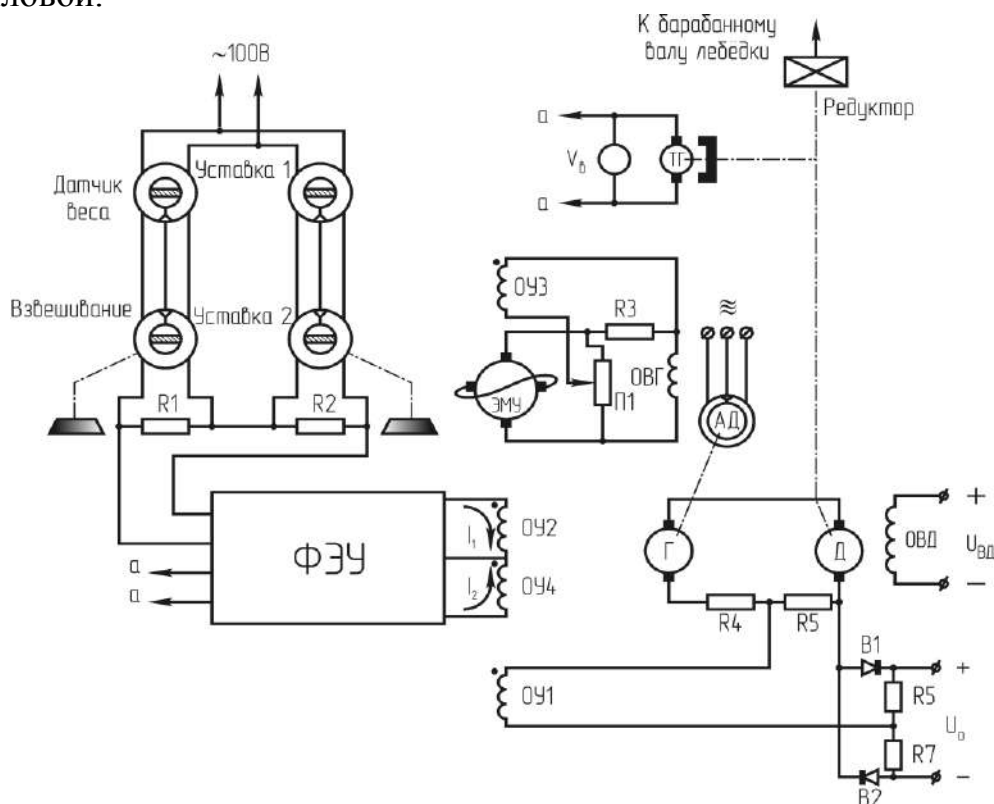


Рисунок 85. Упрощенная электрическая схема автоматического регулятора типа АВЭ-1

В измерительный узел входят: датчик веса (рессорный датчик ДВР с сельсином), датчик скорости (тахогенератор ТГ), показывающий прибор осевой нагрузки (на схеме не показан) и механической скорости (V_B), узел “взвешивания” и узлы уставки 1 и 2. С помощью узла “Уставка 2” задается значение осевой нагрузки. Узел “Уставка 1” предназначен для работы регулятора с автоматическими приставками.

В усилительный узел входят: фазочувствительный электронный усилитель ФЭУ и электромашинный усилитель ЭМУ (приводной двигатель ЭМУ на схеме не показан). ЭМУ нагружен на обмотку возбуждения 0BГ генератора Г. Силовой узел включает систему Г-Д и редуктор (иногда генератор Г системы Г-Д относят к усилителю).

Рассмотрим работу регулятора в режиме $G_{OC} = \text{const}$. Перед началом бурения производится операция “взвешивания” инструмента: рукояткой сельсина “Взвешивание” (сельсина-приемника СП) устанавливается нулевое значение напряжения на выходе сельсина СП (трансформаторный режим работы сельсинной пары), т.е. и на сопротивлении R1. Поворотом рукоятки “Уставка 2” устанавливается значение осевой нагрузки. При бурении в случае снижения осевой нагрузки на входе усилителя ФЭУ возникает разность

напряжений такой фазы, что на выходе усилителя ток I_1 в обмотке ОУ2 электромашинного усилителя ЭМУ будет больше тока I_2 в обмотке ОУ4, и это приводит к появлению напряжения на якорных зажимах ЭМУ, следовательно и на обмотке возбуждения ОВГ генератора Г, такой полярности, что вал двигателя Д будет вращаться в сторону подачи инструмента, пока осевая нагрузка не станет примерно равной заданной. В установившемся режиме осевая нагрузка всегда немного меньше заданной “Уставкой 2”, и это ведет к равномерной подаче инструмента, равной механической скорости бурения.

В случае увеличения осевой нагрузки соотношение токов I_1 и I_2 будет иным ($I_1 < I_2$), что, в конечном итоге, приведет к реверсу в подаче инструмента.

В схеме регулятора АВЭ-1 предусмотрена так называемая “отсечка по току”, не допускающая возрастания тока $I_я$ в якорной цепи системы Г-Д в переходных режимах свыше двойного номинального значения. Работа узла “отсечки” заключается в следующем. При токе $I_я$ ниже номинального падение напряжения на R5 меньше опорного ($U_0 / 2$), и вентили В1 и В2 “заперты”, и ток в обмотке управления ОУ1 электромашинного усилителя ЭМУ не протекает. При увеличении тока якоря $I_я$ свыше номинального падение напряжения на R5 больше опорного, и в обмотке ОУ1 возникает ток такой полярности, что приводит к снижению напряжения на якоре генератора Г (отрицательная обратная связь) и к снижению тока якоря $I_я$.

Автоматизированный электропривод регулятора подачи долота типа АЭПД-2

Регулятор АЭПД-2 относится к электромашиным БАР активного типа. Силовым узлом регулятора является система Г-Д с редуктором. Регулятор обеспечивает поддержание постоянной скорости подачи или подъема инструмента $\pm V_B$ и поддержание постоянным тока $I_я$ в якорной цепи системы Г-Д. На рисунке 86 показана упрощенная электрическая схема регулятора. Суммирование сигналов контроля и управления процессом производится через магнитные потоки, создаваемые обмотками управления ОУ1 и ОУ2 электромашинного усилителя ЭМУ (приводной двигатель ЭМУ на схеме не показан). ЭМУ нагружен на обмотку возбуждения ОВГ генератора Г. Если направление вращения вала двигателя Д не меняет знак, то изменение величины тока якоря $I_я$ примерно соответствует изменению веса на крюке $G_{кр}$.

Сельсином 2С задается напряжение U , пропорциональное требуемому значению тока якоря $I_я$. Разность напряжений, пропорциональных фактическому (U_{R1}) и заданному (U_{R2}) значениям тока якоря, подается на обмотку управления ОУ1 электромашинного усилителя ЭМУ. При поддержании постоянной скорости подачи ($+V_B$) или подъема ($-V_B$) верха буровой колонны в качестве датчика скорости V_B используется сельсин 1С, сигнал с выхода которого поступает на фазовый детектор и далее на обмотку управления ОУ2 электромашинного усилителя.

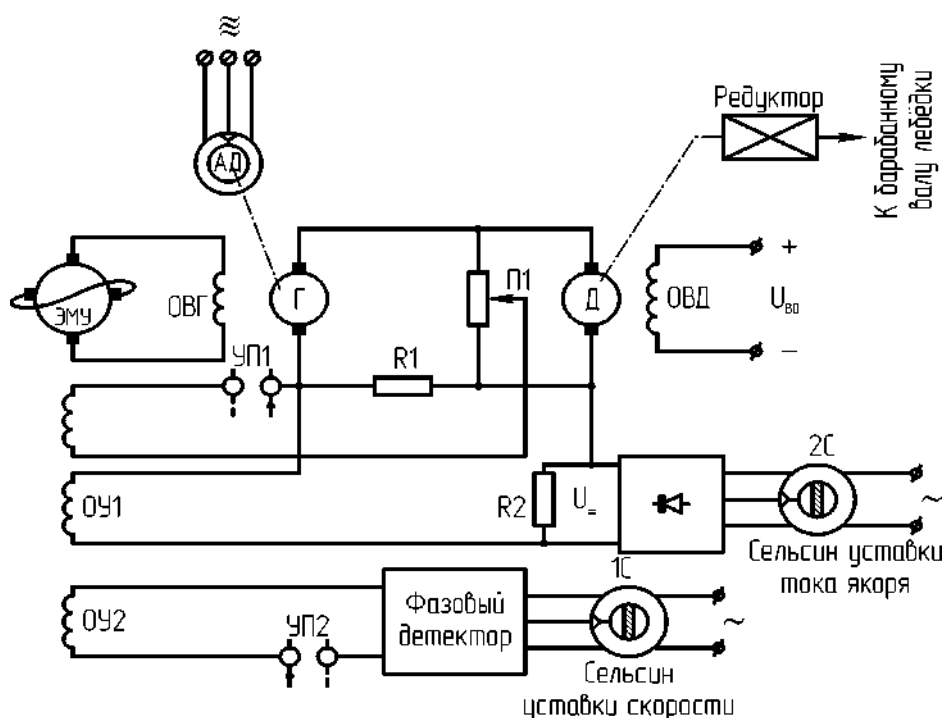


Рисунок 86. Упрощенная электрическая схема регулятора типа АЭПД-2

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. Реверс осуществляется путем переброски двух фаз силовой цепи двигателя ДП (регулятор активного типа).

На рисунке 87 представлена схема БАР Скворцова, на рисунке 88 - структурная схема.

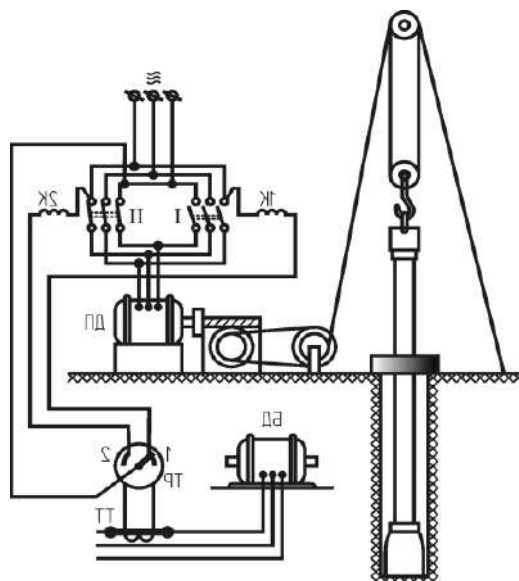


Рисунок 87. Электромашинный БАР Скворцова



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 П) 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”. Контактors 1К и 2К сблокированы 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 $I_{БД\text{ ном}}$ и 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.

Фрикционные буровые автоматические регуляторы подачи инструмента

В качестве силового узла фрикционных БАР используется тормоз непосредственно лебедки (1-го типа БАР) или приставного устройства (2-го типа БАР). Дополнительная нагрузка на тормозные колодки лебедки в БАР 1-го типа быстро приводит их к износу; кроме того, работа тормозной пары нестабильна (не стабилен коэффициент трения колодок о шкив тормоза). Но они имеют небольшой вес и габариты, просты в исполнении и монтаже. БАР 2-го типа закрытые, подключаются только на время бурения, работа их более стабильна.

Фрикционные БАР пассивного типа. Подача инструмента может быть непрерывной (скорость подачи верха буровой колонны изменяется от 0 до $+V_{В\text{ max}}$) или ступенчатой. В фрикционных БАР для регулирования подачи используются сигналы обратной связи по осевой нагрузке (через усилие на крюк $G_{кр}$) и по скорости подачи $V_{В}$.

На рисунке 89 приведена схема бурового автоматического регулятора АТЛ-1 (автоматический тормоз лебедки); на рисунке 90 - его структурная схема. АТЛ-1 относится к БАР 1-го типа и предназначен поддерживать заданную осевую нагрузку.

Ленточный тормоз Т лебедки 1 с помощью рычажной системы связан с пневмоцилиндром 2 (ПЦ). Натяжение тормозной ленты определяется давлением воздуха p в цилиндре, которое регулируется двумя быстродействующими электропневматическими вентилями: V_1 - впускным и V_2 - выпускным. В впускной вентиль поступает сжатый воздух под давлением $p_1=(0,6-0,8)\text{ МПа}$. Выпускной вентиль в открытом положении соединяет полость пневмоцилиндра с атмосферой p_0 .

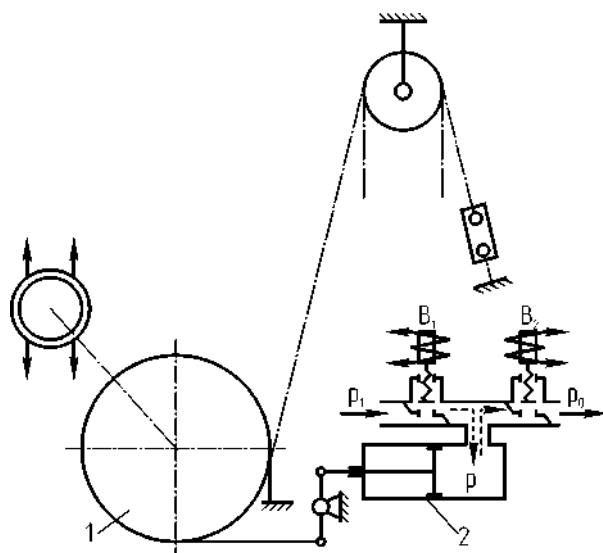


Рисунок 89. Схема фрикционного бурового автоматического регулятора АТЛ-1

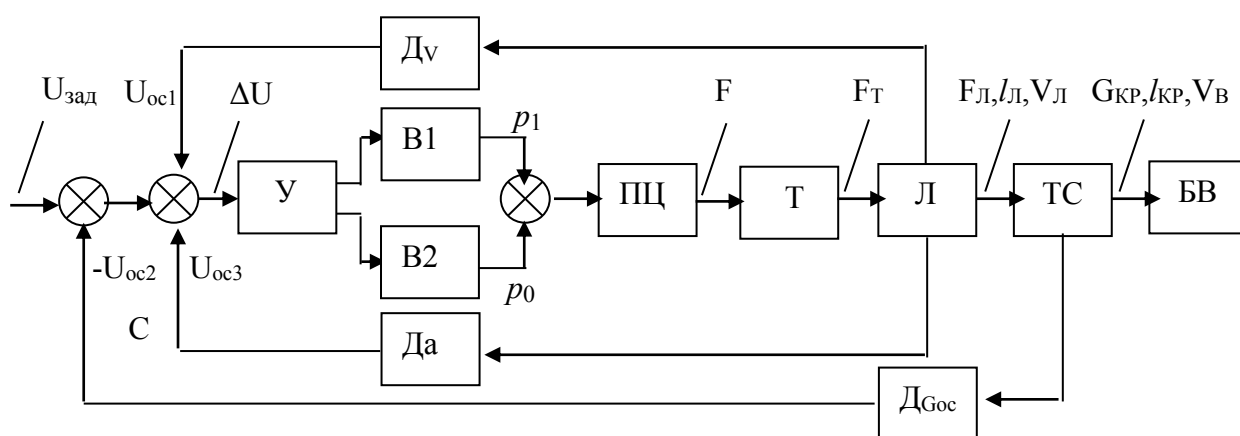


Рисунок 90. Структурная схема регулятора АТЛ-1

Обмотки клапанов питаются от усилителя $У$, на вход которого поступает сигнал, равный разности сигналов установки и датчика $Д_{Гос}$, установленного на неподвижном конце каната талевой системы (отрицательная обратная связь: $U_{зад} - U_{oc2}$).

При осевой нагрузке, меньше заданной, срабатывает клапан $В2$, барабан лебедки растормаживается, производится приспуск верха буровой колонны, и это приводит к восстановлению заданной осевой нагрузки. При увеличении осевой нагрузки свыше заданной срабатывает клапан $В1$, и повышение давления в пневмоцилиндре приводит к натяжению тормозной ленты и торможению барабана лебедки.

Для улучшения качества переходного процесса (сглаживания пульсаций осевой нагрузки) в схему АТЛ-1 введены отрицательные обратные связи по скорости U_{oc1} (датчик $Д_v$ – микроэлектродвигатель типа СЛ) и ускорению подачи U_{oc3} (датчик $Д_a$ – сельсин). Датчики скорости и ускорения связаны с валом лебедки. Срабатывание того или иного клапана зависит от знака ΔU .

Гидравлические регуляторы подачи инструмента

Силовой узел гидравлических регуляторов представляет собой гидронасос, конструктивно выполненный часто в виде гидроцилиндров, штоки которых через талевую систему, лебедку и дополнительные устройства воспринимают усилие на крюке $G_{кр}$, которое является приводом регулятора.

На рисунке 91, а представлен гидравлический регулятор Грицай-Оловянова. Под воздействием усилия на крюк с помощью коленчатого вала 3 перемещаются штоки и поршни гидроцилиндров, вытесняя масло, например, из верхней полости гидроцилиндра 2 через кран 4 в левую полость гидроцилиндра 1. Гидроцилиндры расположены под углом 90° друг к другу; их цапфы 5 закреплены на общей раме.

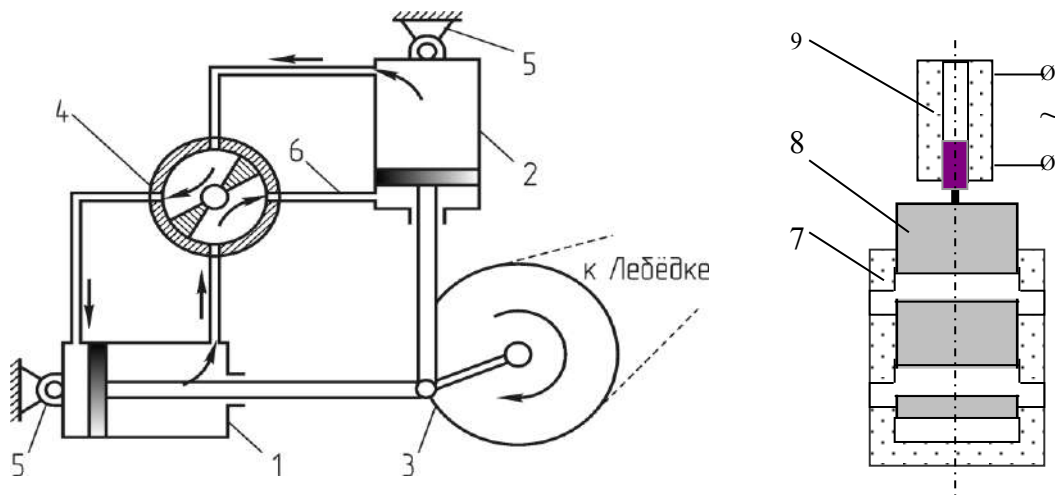


Рисунок 91. Принципиальная схема гидравлического регулятора подачи долота пассивного типа; электромагнитный двухпроходной кран:

1-2-цилиндры; 3- коленчатый вал; 4- однопроводной двухпроходной кран управления; 5- качающиеся цапфы; 6- масляные трубки; 7- корпус крана; 8- двухпроходной плунжерный кран; 9- соленоид (тяговый электромагнит)

При углубке гидроцилиндры совершают маятниковые движения относительно осей цапф. Скорость перемещения верха буровой колонны (следовательно, и механическая скорость бурения) определяется усилием на крюк и гидравлическими сопротивлениями отверстий крана, которые определяют скорость протекания масла. Таким образом, меняя положение крана (вплоть до полного закрытия), можно регулировать скорость подачи инструмента и осевую нагрузку от нуля до необходимого значения. Осевая нагрузка при этом определяется с помощью ГИВ-6. Свойство гидравлической системы позволяет без изменения положения крана управления изменять осевую нагрузку и механическую скорость бурения при смене горных пород. Например, при переходе в более мягкие породы усилие на крюк возрастает (осевая нагрузка падает), возрастают усилия на штоки гидроцилиндров, и под большим давлением увеличивается скорость протекания масла, что ведет к увеличению скорости подачи верха колонны, т.е. и механической скорости бурения. Как видно из принципа работы и конструкции, регулятор Грицай-

Оловянова не может осуществлять реверс в подаче верха буровой колонны для снятия силовой загрузки долота или приводного двигателя, поэтому относится к регуляторам пассивного типа.

Управление работой регулятора Грицая-Оловянова производится бурильщиком вручную. Некоторое усовершенствование регулятора представляет собой замена ручного крана управления на электромагнитный двухпроходной кран (Рисунок 91,б). Регулятор предназначен для поддержания заданного значения тока бурового двигателя. Обмотка соленоида 9 включается в одну из фаз ротора бурового двигателя. Тяговое усилие соленоида и степень перекрытия крана определяются нагрузкой бурового двигателя. Таким образом обеспечивается регулирование скорости подачи верха буровой колонны (от нуля до определенного значения) при стабилизации загрузки бурового двигателя. Усовершенствованный регулятор Грицая-Оловянова может быть отнесен к автоматическим буровым регуляторам.

Автомат подачи инструмента (долота) АПД-1

Автоматы подачи долота могут быть подразделены на три группы: АПД, работающие в функции двух параметров, АПД экстремального типа и информационные полуавтоматические устройства. Ниже рассматривается АПД из первой группы- АПД-1, работающий в функции двух параметров- осевой нагрузки G_{OC} и механической скорости бурения V_M . Несколько теоретических предпосылок, аналогичных как и для определения алгоритма работы регуляторов БР-1 и АРП-1. На рисунке 92 показано семейство кривых $V_M=f(G_{OC})$ для пород различной крепости- известная зависимость механической скорости бурения от осевой нагрузки.

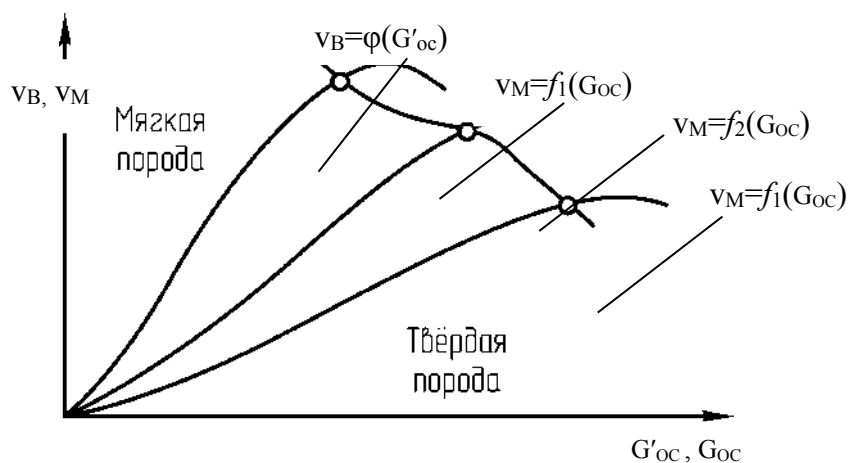


Рисунок 92. Семейство кривых $V_M=f(G_{OC})$ для пород i крепости

Выделив на каждой кривой оптимальные точки и соединив их, получим рабочую характеристику автомата подачи долота $V_B=\varphi(G'_{OC})$, где V_B - скорость подачи верха буровой колонны, G'_{OC} – значение осевой нагрузки, определяемой как разность между полным весом бурового снаряда (буровой колонны) G_{CH} и усилием на крюк G_{KP} в процессе бурения в переходном режиме. В установившемся режиме $G'_{OC} = G_{OC}$. Для получения рабочей характеристики $V_B=\varphi(G'_{OC})$ точки на кривых $V_M=f(G_{OC})$ принимаются несколько ниже

Автомат реализует алгоритм $\Pi = f(G_{OC}, V_M)$, при этом при смене горных пород и изменении механической скорости бурения изменяется и осевая нагрузка: $G'_{OC} = \varphi_1(V_B)$ - для переходного режима и $G_{OC} = \varphi_2(V_M)$ - для установившегося режима работы системы. В частном случае для переходного режима зависимость имеет вид (аналогичный рабочей характеристике БР-1, АРП-1): $C = K_1 G'_{OC} + K_2 V_B$, где K_1 и K_2 – заданные коэффициенты; C - задающее значение осевой нагрузки. Автомат АПД-1 реализует данное уравнение.



В схему регулирования вводится сигнал отрицательной обратной связи, пропорциональный току бурового двигателя 13 $U_{OC3} \equiv I_{БД}$ по следующей схеме. Контролируется нагрузка бурового двигателя с помощью трансформатора тока 12, к вторичной обмотке которого подключен трансформатор напряжения 11. Выпрямленный (выпрямитель 10) сигнал поступает на резистор 20 контура сумматора С3 (потенциометр 19, резистор 20, задающий потенциометр 21, диод 22). При нагрузке бурового двигателя меньше заданной напряжением U_3 диод 22 заперт, и в контуре не протекает ток. При нагрузке бурового двигателя выше заданной напряжение на резисторе 20 превысит напряжение U_3 , диод 22 открывается, в контуре протекает ток, и только теперь с потенциометра 19 в контур сумматора С2 (на резистор 18) будет поступать сигнал отрицательной обратной связи по нагрузке бурового двигателя.

Система АПД-1 включает подсистему защиты от перегрузки бурового двигателя. Если потребляемый ток $I_{БД}$ превысит допустимый, срабатывает максимальное токовое реле 1Р (показано на рис.4.54) и своим контактом 8 подключает напряжение отрицательной обратной связи U_2 (напряжение подается на резистор 23 сумматора С2), что приводит к резкому уменьшению скорости подачи верха буровой колонны V_B и к снятию перегрузки бурового двигателя.

ГЛАВА 12. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

Автоматизация подготовки и откачки товарной нефти

В добываемой нефти в зависимости от близости контурной или подошвенной воды к забою скважины содержание пластовой воды изменяется от нескольких до десятков процентов.

Содержание в нефти воды и водных растворов минеральных солей приводит к увеличению расходов на ее транспорт, вызывает образование стойких нефтяных эмульсий и создаст затруднения при переработке нефти на нефтеперерабатывающих заводах. Согласно действующим ГОСТам, в товарной нефти содержание воды должно быть не более 1%, хлористых солей—не более 40 мг/л. Поэтому добываемая нефть подвергается на нефтяном промысле обработке заключающейся в обезвоживании и обессоливании. Такая обработка называется подготовкой нефти.

Из методов деэмульсации на промыслах наиболее распространены термохимические. Более 80% всей добываемой нефти обрабатывается на термохимических установках. Блочное оборудование таких установок, выпускаемое заводами, поставляется на промыслы полностью автоматизированным, в отлаженном состоянии Монтируется оно на месте в течение 15—20 дней. Разработана номенклатура блочного автоматизированного оборудования термохимических установок заводского изготовления: нагреватели-деэмульсаторы УДО-2М, УДО-3, СП-1000 «Тайфун» и др. Принципиальная схема установки подготовки нефти (УПН) и воды (УПВ) показана на рисунке 95.

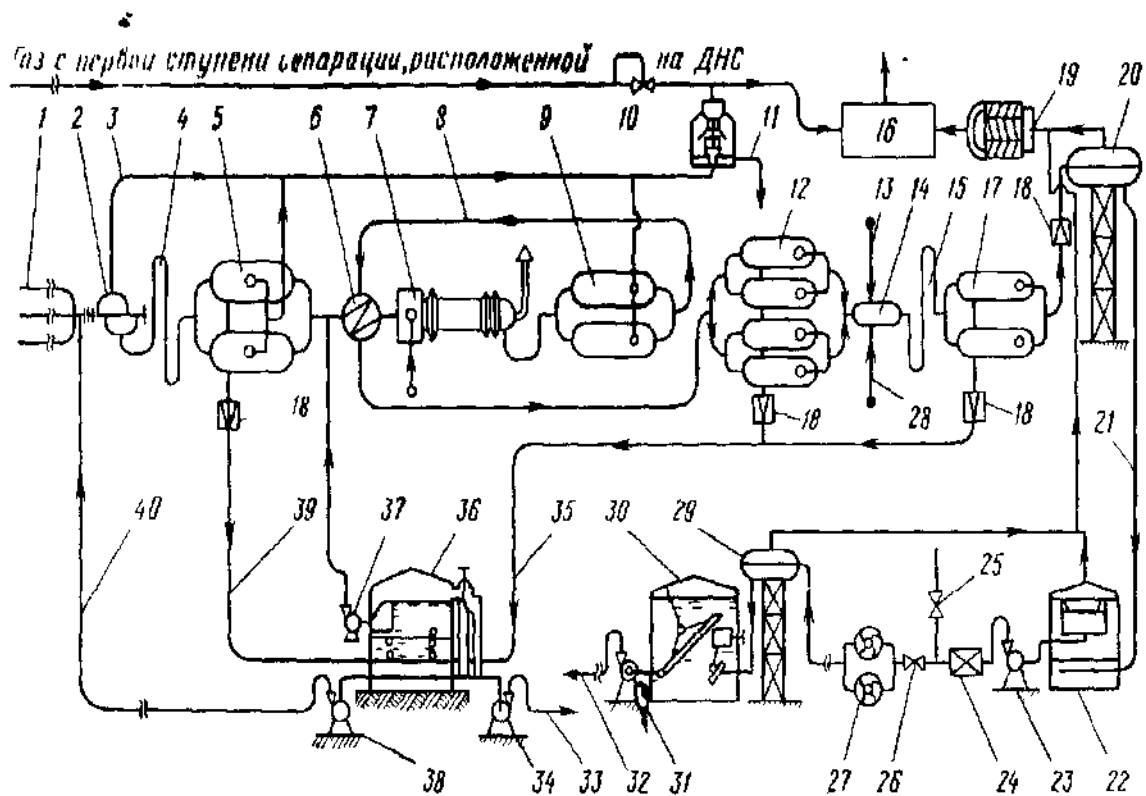


Рисунок 95. Установка подготовки нефти (УПН) и воды (УПВ):

1 - сборные коллекторы с месторождения; 2 - коллектор— гаситель пульсаций; 3 - сборный газопровод; 4 - каплеобразователь; 5 - сепараторы второй ступени БАС-1; 6 - теплообменники; 7- блок нагрева БП-5,4 (печь); 8 - трубопровод с горячей нефтеводяной смесью; 9 - теплоизолированные сепараторы; 10 - турбосепаратор; 11 - сброс уловленной из газа нефти; 12 - герметизированные отстойники по обезвоживанию нефти; 13 - линия подачи ПАВ; 14 - смеситель; 15 - каплеобразователь; 16 - газоперерабатывающий завод; 17 - отстойники по обессоливанию нефти; 18 - регулируемый штуцер; 19- винтовой насос-компрессор; 20 - концевые сепараторы; 21- самотечная линия товарной нефти; 22 - резервуар товарной нефти; 23 -подпорный насос; 24 -автоматизированная установка «Рубин-2м» по измерению качества и количества товарной нефти; 25 и 26 - автоматически закрывающиеся и открывающиеся краны; 27 - расходомеры товарной нефти «Норд»; 28 - линия подачи пресной горячей воды; 29 - сепаратор товарного парка; 30 - парк товарных резервуаров; 31- головная насосная станция; 32 - магистральный нефтепровод; 33-подвод на КНС; 34 - насос для подачи пластовой сточной воды из отстойников; 36 - резервуар - отстойник по подготовке сточной пластовой воды с гидрофильным фильтром; 37 - насос для откачки нефти; 38 - насос для подачи пластовой сточной воды, содержащей ПАВ; 39 - водовод для сбора пластовой сточной воды из аппарата по предварительному сбросу воды; 40 - линия подачи сточной пластовой воды, содержащей ПАВ.

Обводненная нефть в виде эмульсии с частично растворенным в ней газом после I ступени сепарации, расположенной на ДНС, поступает в сборные коллекторы, а затем в общий коллектор, из которого направляется в коллектор - гаситель пульсаций 2. Перед этим коллектором по трубопроводу 40 вводят дренажную горячую воду, содержащую поверхностно-активные вещества (ПАВ), способствующие разрушению эмульсии. Затем эмульсия поступает в каплеобразователь 4 и далее в сепараторы второй ступени 5, выделившийся газ направляется в сборный газопровод 3 и транспортируется на газоперекачивающий завод.

Далее газ проходит через турбосепаратор 10, где очищается от капельной взвеси. Вода по водоводу 39 автоматически сбрасывается в резервуар-отстойник 36 с гидрофильным фильтром. Обводненную нефть из сепараторов направляют в теплообменники 6, в которых происходит предварительный нагрев нефтеводяной смеси горячей смесью, прошедшей блок нагрева 7 и теплоизолированные сепараторы 9.

Сепараторы предназначены для отделения газовой фазы образующейся в блоке нагрева 7, и интенсификации отделения воды от нефти в отстойниках 12. Вода из отстойников автоматически сбрасывается в резервуар-отстойник 36, а нефть направляется в смеситель 14. В отстойниках практически получают обезвоженную нефть, содержащую воды не более 1%. На этой стадии процесс обезвоживания заканчивается.

При отделении минерализованной пластовой воды нефть одновременно частично обессоливается. Однако в обезвоженной до 1 % нефти содержится порядка 2000—3000 мг/л солей, что недопустимо, так как может привести к коррозии трубопроводов и оборудования НПЗ. Для более глубокого обессоливания в поступившую в смеситель 14 обезвоженную нефть по линии 28 подается горячая пресная вода (от 2 до 5% к общему объему нефти). Для предотвращения образования эмульсии по линии 13 подается ПАВ. Пресная вода с ПАВ и обезвоженная нефть интенсивно перемешиваются и поступают в каплеобразователь 15 для предварительного выделения воды. Затем для окончательного разделения смесь направляют в герметизированные теплоизолированные отстойники обессоливания 17. Основное назначение смесителя 14 и каплеобразователя 15 - создать условия, способствующие «захвату» каплями пресной воды соленых капель пластовой воды, оставшихся в нефти после ее обезвоживания.

Из отстойников обессоливания кондиционная нефть под собственным давлением через регулируемый штуцер 18 направляется в концевые сепараторы 20, в которых насосом-компрессором 19 поддерживается вакуум. Из концевых сепараторов кондиционная нефть самотеком поступает в буферные емкости (резервуары) 22 и далее насосом 23 перекачивается через автоматизированную установку 24 учета товарной нефти. Если содержание воды и соли в нефти превышает допустимую норму, на установке учета будет автоматически перекрыт кран 26 и открыт кран 25. При этом некондиционная нефть снова будет направлена на обезвоживание и обессоливание. Кондиционная нефть проходит через расходомеры 27 типа

«Норд» и далее, пройдя через сепаратор 29, поступает в резервуары 32 товарного парка и оттуда насосами 31 откачивается в магистральный нефтепровод 32.

Отделенная в отстойниках от нефти пластовая вода отводится по водоводу 35 в резервуар-отстойник 36. Из этого резервуара часть воды насосом 38 подается по линии 40 на вход коллектора-гасителя пульсаций, а большая часть ее откачивается насосом на кустовые насосные станции (КНС) системы поддержания пластовых давлений (ППД).

Задачей автоматизации технологического процесса является автоматическое поддержание уровня и давления в технологических аппаратах, регулирование расхода водонефтяной эмульсии и промывочной воды, подача заданного объема химических реагентов и защита от аварийных режимов. Схемой автоматизации должен быть также предусмотрен автоматический контроль основных параметров технологического процесса.

Автоматизированные блочные установки для очистки сточных вод и автоматизация водозаборных скважин

Автоматизированные блочные установки для очистки сточных вод (УОВ) предназначены для очистки сточных вод от остаточных нефтепродуктов и механических примесей и доведения обрабатываемой воды до таких кондиционных характеристик, которые позволяют применять эту воду в системе ППД. Установки разработаны трех типоразмеров: УОВ-750 производительностью 750 м³ /сут, УОВ-1500— 1500 м³ /сут и УОВ-3000 — 3000 м³ /сут.

Установка (рисунок 96) состоит из трех блоков: напорного отстойника 1, импеллерного флотатора 7 и сепаратора 11. Кроме того, в состав установки входит блок местной автоматики БМА-35.

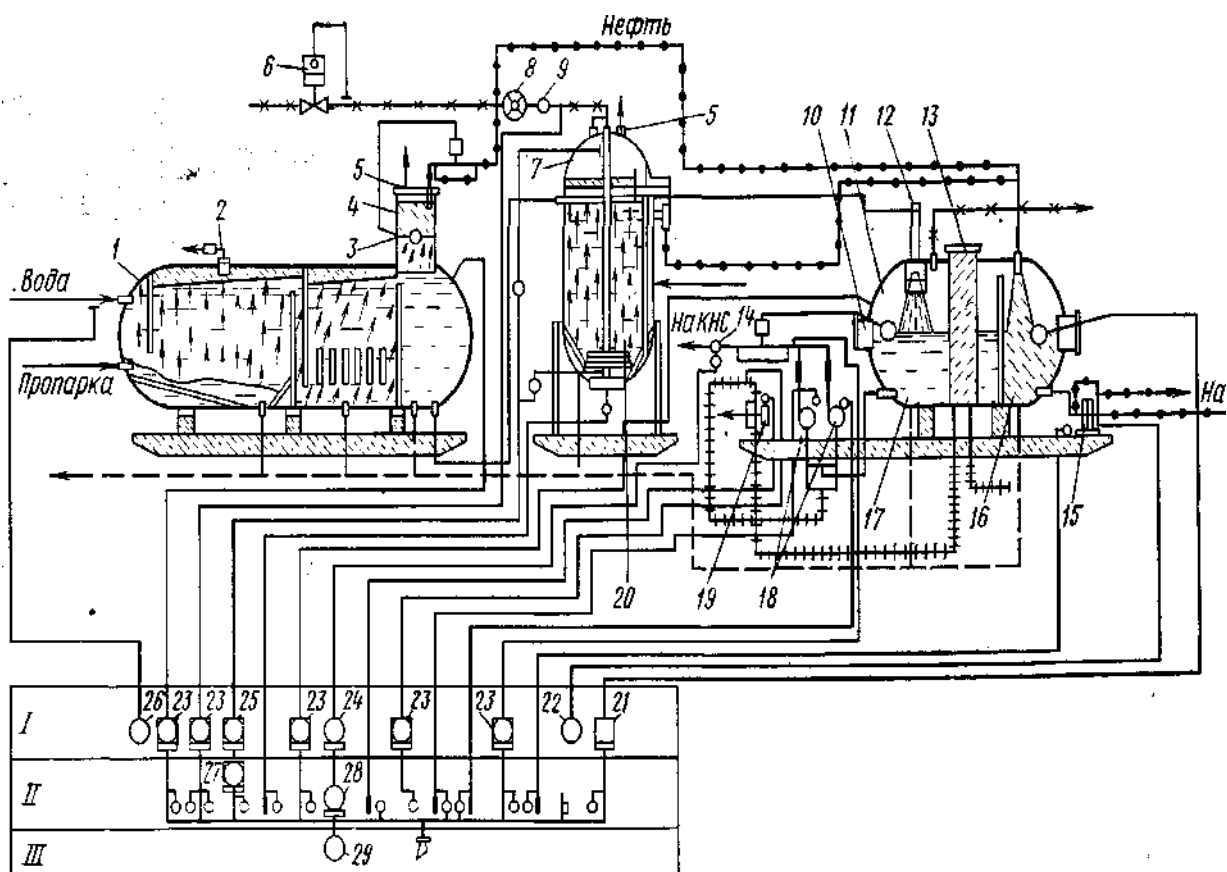


Рисунок 96. Схема автоматизированной блочной установки для очистки сточных вод.

Блок напорного отстойника предназначен для предварительной очистки сточных вод от нефтепродуктов и механических примесей. Блок импеллерного флотатора служит для основной очистки сточных вод от нефти и механических примесей. Блок сепаратора - последняя ступень обработки воды. Он включает секции для очистки воды 17, для уловленной нефти 16 и для раствора ингибитора коррозии 13. Кроме того, в блок сепаратора входят насосные агрегаты 13 для откачки уловленной нефти на установку подготовки нефти, 18 - для подачи воды на кустовые насосные станции (КНС) и 19 - для ввода ингибитора коррозии в воду, перекачиваемую на КНС.

Установка работает следующим образом. Сточная вода после установки подготовки нефти под избыточным давлением поступает в емкость блока отстойника I. В емкости смонтированы вертикальные перегородки, благодаря которым процесс обработки жидкости гравитационным методом наиболее эффективен. Перегородка первого отсека служит отбойником для наиболее крупных механических частиц, которые оседают на поддон и поступают по трубопроводу на иловую площадку. Далее в обрабатываемой воде, проходящей через систему перегородок, вследствие инерционных усилий, получающихся при крутых поворотах, происходит коалесценция мелких капель нефти. Выделившаяся нефть собирается в вертикальной цилиндрической камере 4, откуда она автоматически сбрасывается межфазным регулятором уровня 3 типа РУМ-18 и отсек 16 сепаратора 11. Из последнего отсека отстойника вода

поступает в блок импеллерного флотатора 7, на днище которого смонтирован импеллерный блок. Его крыльчатка связана с газовой линией вертикальной трубой, проходящей в центре емкости флотатора. Внутри флотатора имеется перфорированная труба, через которую поступающая вода выходит мелкими струями. Чистая вода, накапливающаяся в донной части флотатора, отводится по вертикальной трубе в сепаратор 11. При вращении импеллерной крыльчатки обрабатываемая вода отбрасывается к стенкам флотационной емкости, отчего в центральной донной области создается разреженная зона, в которую по центральной трубе подается газ сепарации. Импеллерная крыльчатка диспергирует газ на мельчайшие пузырьки, устремляющиеся через поток жидкости вверх флотационной емкости. При этом взвешенные частицы эмульгированной в воде нефти увлекаются всплывающими вверх пузырьками газа и в виде пены собираются на поверхности воды.

Нефть стекает в пеносборный бункер, расположенный в верхней части флотатора, откуда направляется в отсек 16 блока сепаратора. Автоматическое регулирование расхода газа, подаваемого во флотатор, осуществляется с помощью установленного на линии подачи газа регулятора давления прямого действия типа РПД-4 и жиклера 9, поддерживающего постоянство расхода газа. Газовый счетчик 8 типа РГ-250 предназначен для периодического контроля расхода газа и настройки регулятора давления.

Качество обработки воды флотационным методом зависит от поддержания определенного перепада давления во флотаторе и в ее газоподводящей трубе. Контроль перепада давления ведется с помощью дифманометра 25 типа КАЗ-10-20 и вторичного показывающего прибора 27 типа ВМД. Эти же приборы обеспечивают автоматическую сигнализацию при падении перепада давления ниже установленной величины. Обработанная вода с низа флотатора сифонным способом подается в гидроциклонную головку 12 блока сепаратора. Собирающаяся в отсеке 17 очищенная вода насосами 18 типа ЗМС-10 подается в систему ППД. Автоматическая откачка нефти из сепарационной емкости осуществляется с помощью автомата откачки типа АО-5, смонтированного в отсеке 16, и блока управления двигателем шестеренчатого насоса 15. Автоматическое регулирование уровня очищенной воды в сепарационной емкости обеспечивается с помощью регулятора уровня типа РУМ-17. Исполнительный механизм регулятора установлен на выкидной линии центробежных насосов.

Измерение объема очищенной воды ведется комплектом, включающим камерную диафрагму 14, дифманометр 24 типа КАЗ-10-20, показывающий вторичный прибор 28 типа ВФСМ-2С-0 и частотный интегратор 29, дающий суммарное значение объема. На установке предусмотрены автоматический контроль и сигнализация при выходе за пределы допустимых значений давлений в напорном отстойнике, сепарационной емкости, а также в трубопроводах для подачи газа во флотатор, на выкиде насосов откачки воды и на выкиде насоса ингибитора коррозии 22. Указанная система контроля и сигнализации реализуется при помощи взрывозащищенных манометров 23 типа ВЭ-16РБ. На установке предусмотрен контроль давления с помощью

манометров 22 и 26 типа ОБМ-1-1606 в трубопроводе подачи воды на блок отстойника и на выкидном трубопроводе насоса. Технологические схемы и схемы контроля установок УОВ-1500 и УОВ-3000 аналогичны рассмотренной.

Схема автоматизированной водозаборной скважины приведена на рисунке 97.

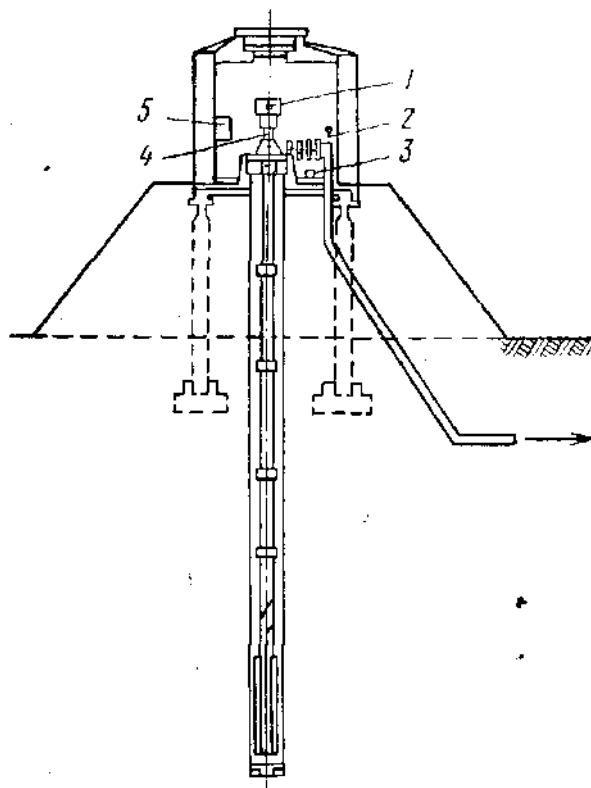


Рисунок 97. Схема автоматизированной водозаборной станции:

- 1- термопатрон в подшипнике двигателя, 2- электроконтактный манометр, 3- датчик утечки, 4- термопатрон в обмотке статора, 5- блок местной автоматики БМА-19.

Автоматическое управление скважиной осуществляется блоком местной автоматики БМА-19, который обеспечивает: централизованное телеуправление с диспетчерского пункта насосным агрегатом (пуск и остановка); автоматическую защиту электродвигателя при перегреве подшипников и обмотки статора электродвигателя, при понижении давления на выкидной линии (это возможно при недостатке воды на приеме насоса или неисправности на всасывающей стороне насоса, при поломке вала, при порыве нагнетательной линии, угрозе затопления прискважинного помещения, исчезновении напряжения в цепях контроля и автоматики) ; сигнализацию на диспетчерский пункт аварийного состояния при автоматическом отключении насосного агрегата и потере напряжения в цепях контроля, местное управление насосным агрегатом (пуск, остановка). Автоматическая защита электродвигателя при перегрузке, коротком замыкании, исчезновении напряжения на одной из фаз осуществляется предохранителями и тепловыми элементами, встроенными в магнитный пускатель или размещенными в распределительном устройстве. Для вакуумных насосов I подъема на каждый агрегат ставится блок БМА-19.

Автоматизированные блочные кустовые насосные станции

Схема блочной насосной станции (БКНС) приведена на рисунке 98. БКНС состоит из блоков: сепарационно-буферного I; насосов II; управления электродвигателями III; распределительных устройств IV; распределительной гребенки.

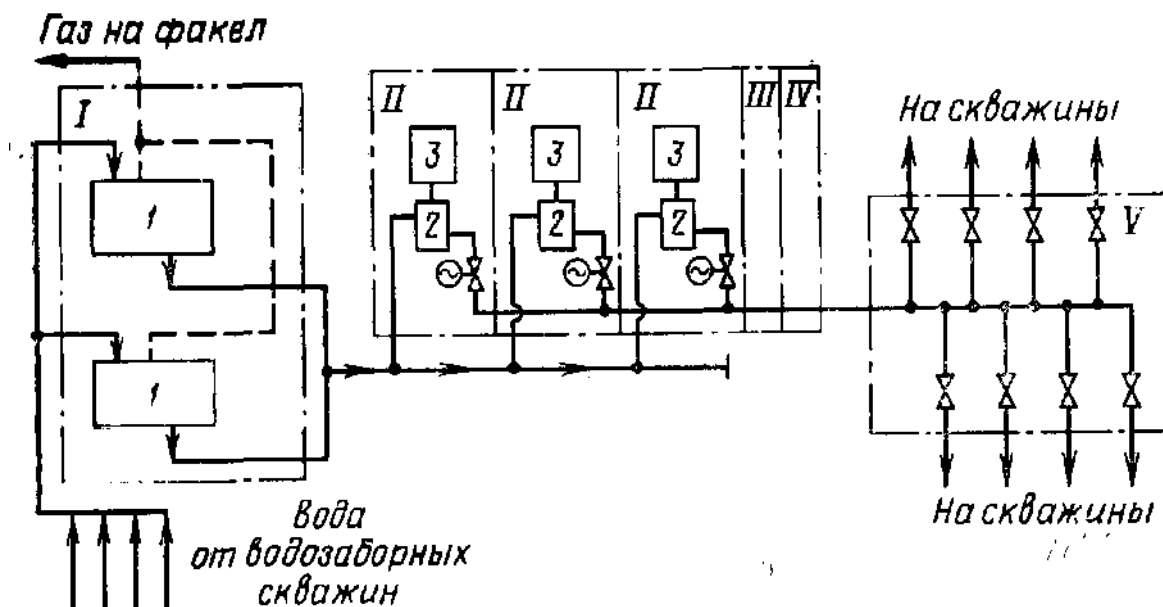


Рисунок 98. Технологическая схема блочной кустовой насосной станции.

Сепарационно-буферный блок состоит из двух горизонтальных емкостей 1 по 50 м³ и предназначен для сепарации содержащихся в воде газов (метана), а также для отстаивания воды и удаления механических примесей, для создания гидравлического буфера, обеспечивающего нормальную работу насосов. Выделяющийся из воды при отстое газ сжигается на факеле.

Насосные блоки предназначены для закачки воды в нагнетательные скважины. Насосные блоки состоят из центробежных насосов 2 типа ЦН-150-100 с синхронными двигателями 3 типа СДВ-800-2К, установленными на рамных основаниях. Насосные блоки заключаются в утепленное помещение. Для автоматического управления, защиты и контроля параметров технологического оборудования насосных блоков и общестанционного хозяйства КНС применяют разработанную СПКБ объединения «Союзнефтеавтоматика» систему «Пласт 1М», которая выполнена по блочно-функциональному принципу и включает аппаратуру: щита автоматизации КНС, автоматизации насосного агрегата, местного контроля и управления насосного агрегата, контроля и управления вспомогательного оборудования станции, а также комплект датчиков, необходимый для нормальной работы оборудования КНС.

Блок-схема системы «Пласт 1М» приведена на рисунке 99. Щит автоматизации КНС включает: панель КИП, блок ВЗС (защиты и сигнализации), блок БУС (управления и сигнализации), блок БИР (исполнительных реле).

Щит автоматизации насосного агрегата включает: панель КИП, блоки ВЗС, БИР, БКТ (контроля температуры), БЗП (задания программ).

Комплект датчиков включает: датчики утечки из сальников ДУ-1, датчики слива воды ДСВ-1, датчики уровня жидкости ДУЖ-1М, преобразователи температуры ПТ-1, преобразователи температуры ПТ-2.

Аппаратура щита автоматизации насосной станции осуществляет:

а) выбор режима работы оборудования насосной станции (автоматический, резервный, местный—от щита местного контроля и управления, отключено—насосы выключены), управление электроприводом задвижки на нагнетательной линии (полуавтоматический, местный); управление электроприводом задвижки сбора воды после регулятора давления на входе станции (полуавтоматический, местный);

б) измерение, контроль, аварийную и предупредительную сигнализацию предельных значений параметров работы насосной станции (давление на входе станции после регулятора давления - максимальное 0,85 МПа, давление на общем приемном коллекторе - минимальное 0,17 МПа, давление охлаждающей воды после регулятора давления-минимальное 0,25 МПа и максимальное 0,35 МПа;

в) выдачу сигнала разрешения запуска насосного агрегата;

г) защиту насосного агрегата по аварийному параметру.

Аппаратура щита местного контроля и управления насосным агрегатом включает:

а) устройство для измерения давления (отсек манометров);

б) устройство управления электроприводами (отсек управления).

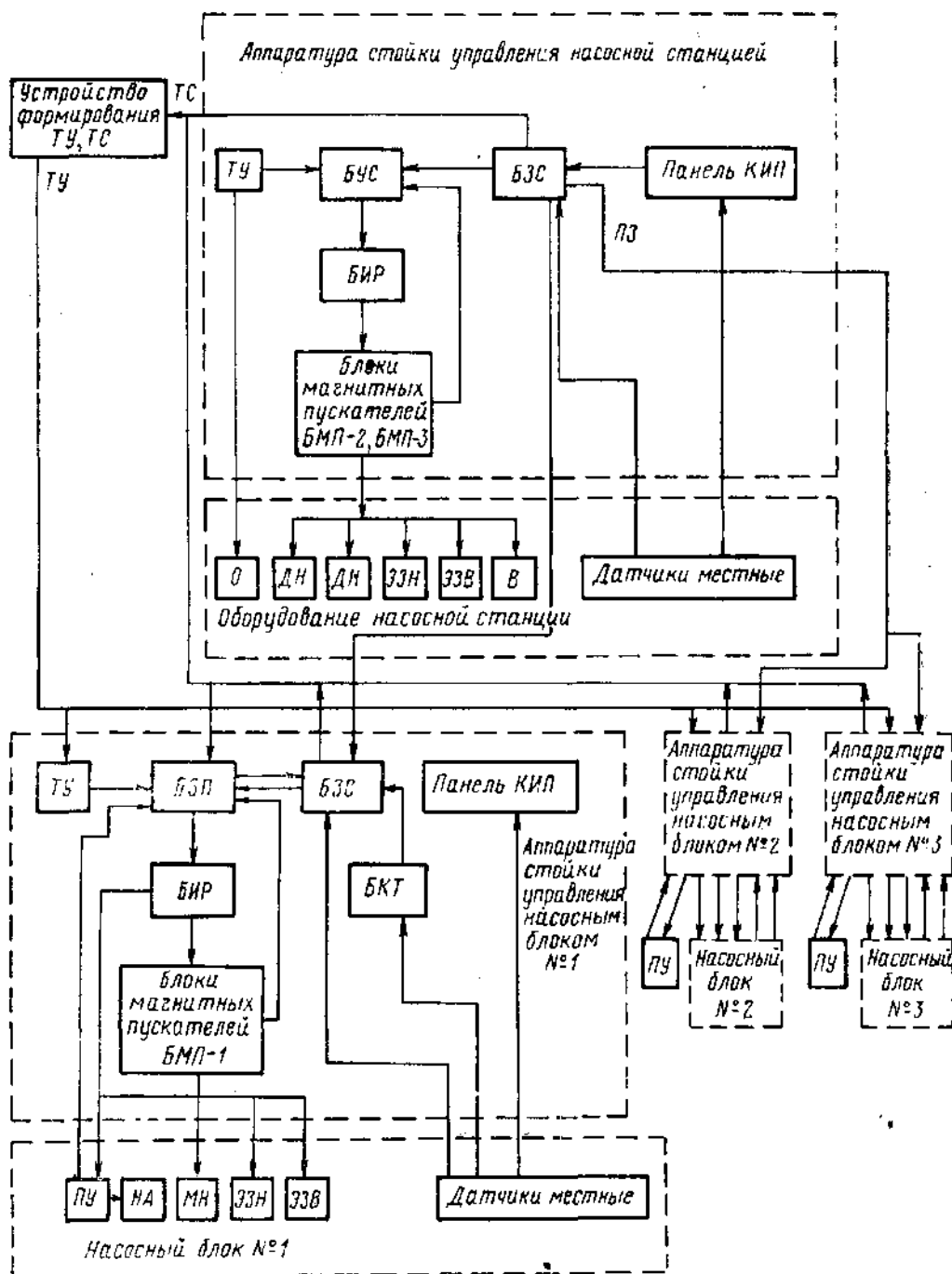


Рисунок 99. Блок-схема аппаратуры автоматического управления кустовой насосной станции «Пласт 1М»:

В-вентилятор, ДН- дренажный насос, МН – маслонасос, НА – насосный агрегат, О- отопление, ПУ – пусковое устройство, РЗ – разрешение запуска, ТС – телесигнализация, ТУ – телеуправление, ЭЗВ – электрозадвижка на всасывании, ЭЗН - электрозадвижка на нагнетании

Аппаратура щита местного контроля и управления вспомогательным оборудованием насосной станции осуществляет:

- измерение и контроль параметра давления на насосной станции;
- управление электроприводами насосной станции.

Система автоматики обеспечивает автоматический запуск всех работающих агрегатов при восстановлении напряжения после его кратковременного отключения. Резервный маслонасос включается при снижении давления масла и начале линии до 0,3 МПа.

Для сигнализации осевого смещения вала насоса применяют датчик осевого смещения ДС-1 (Рисунке 100).

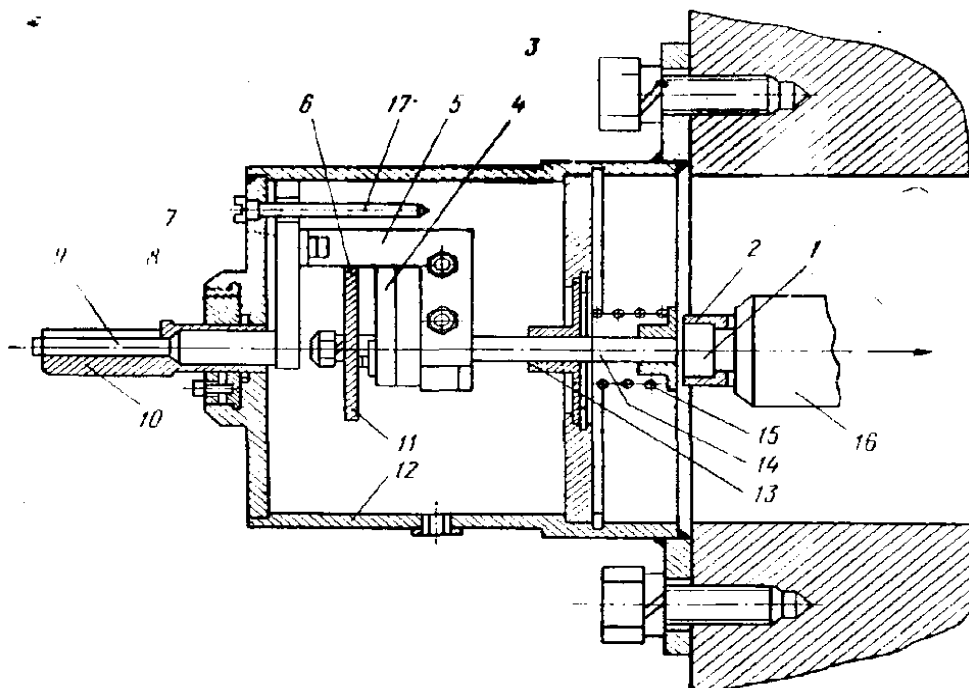


Рисунок 100. Датчик осевого смещения: 1- подшипник, 2- втулка, 3- болт крепежный, 4- микропереключатель, 5- уголок, 6- диск, 7- сектор, 8-гайка, 9- винт, 10 – регулятор, 11 – контакт микропереключателя, 12 – корпус, 13 – втулка, 14- ось, 15 – пружина, 16 – вал ротора насоса, 17 – винт

При смещении вала 16 ротора насоса ось 14 при помощи пружины 15, постоянно прижимающей ее к торцу вала, скользит во втулке 13. На конец оси, которым она прижимается к торцу вала, плотно насажен подшипник /, на который напрессована втулка 2. Вследствие этого ось 14 не вращается, но может перемещаться поступательно. На другой конец оси с помощью пружинной шайбы и гайки крепится диск 6. Смещение вала на величину зазора диска разгрузочного устройства вызывает перемещение диска 6, который нажимает на контакт микровыключателя 11. При этом насосный агрегат отключается. Настройка датчика осуществляется вращением регулятора 10. Микровыключатель с сектором 7 стопорится винтом 17. Для крепления датчика снимают торцевую крышку подшипника и на ее месте болтами 3 крепят фланец прибора.

Автоматизация добычи и промыслового сбора нефти и нефтяного газа

Автоматизированные групповые измерительные установки

Автоматизированные групповые измерительные установки предназначены для измерения производительности (дебита) каждой в отдельности из

подключенных к ней группы нефтяных скважин. Существуют различные типы групповых измерительных установок — «Спутник-А», «Спутник-Б» и «Спутник-ВМР».

Групповая автоматизированная установка «Спутник А». Предназначена для автоматического измерения дебита скважин, подключенных к групповой установке, для контроля за работой скважин и автоматического отключения их при аварийном состоянии на групповой установке. Установку применяют при однотрубной системе сбора на нефтепромыслах, когда температура окружающей среды низкая (Западная Сибирь, Коми АССР и др.). Установку выпускают в трех модификациях «Спутник А-16-14/100», «Спутник А-25-14/1500», «Спутник А-40-14/400». Первая цифра означает рабочее давление, вторая - число скважин, подключаемых к установке, третья - наибольший дебит измеряемой скважины. Принципиальная схема установок типа «Спутник-А» и «Спутник-Б» представлена на рисунке 101.

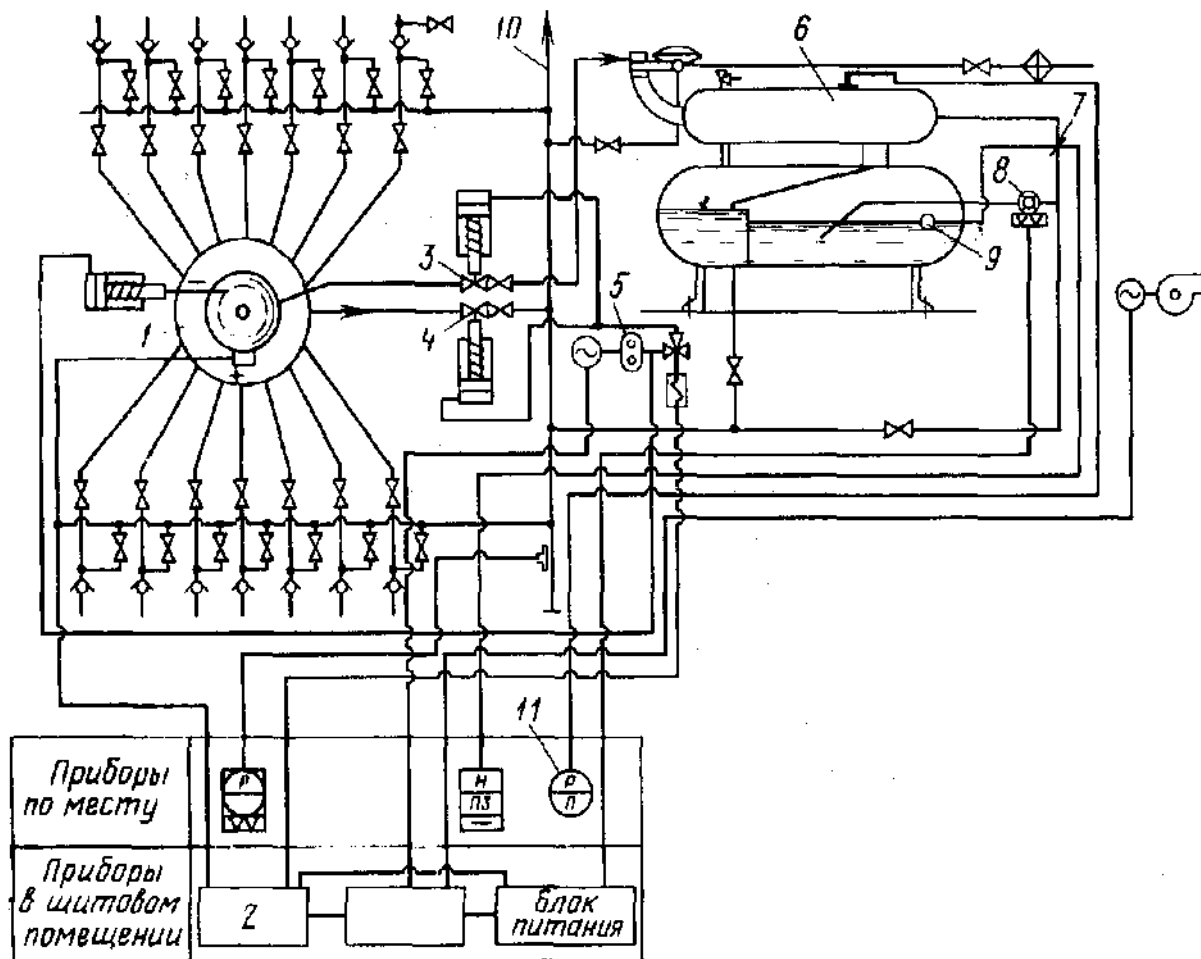


Рисунок 101. Принципиальная схема установок типа «Спутник-А» и «Спутник-Б».

Установка состоит из многоходового переключателя 1, двух отсекателей 3 и 4 типа ОКГ, установленных на расходомерной и выкидной линиях, электрогидравлического привода 5 типа ГП-1 для управления переключателем скважин и отсекателями, блока управления 2 для управления приборами, выдачи сигналов на диспетчерский пункт и учета объема

измеряемой жидкости; гидроциклонного сепаратора 6 для отделения газа от измеряемой жидкости.

Установка работает следующим образом. Нефть из скважины поступает в многоходовой переключатель. Далее по измерительному трубопроводу направляется в измерительный сепаратор 6 и затем в турбинный счетчик (ТОР-1-50) 8. Продукция остальных скважин направляется через общий коллектор 10 в сборно-сепарационную емкость или в сборный трубопровод.

Программа измерения дебита скважин задается реле времени в блоке управления. Через заданные промежутки времени реле включает гидропривод и скважины подключаются к измерителю. Подача скважин контролируется по работе измерителя с сигнализацией об аварийном состоянии через блок местной автоматики.

Дебит измеряют путем кратковременного пропуска жидкости, накопившейся в сепараторе, через турбинный измеритель. Накопление жидкости в нижнем сосуда сепаратора до заданного уровня и выпуск ее до нижнего уровня осуществляются при помощи поплавкового регулятора 9 и крана 7 на газовой линии. Всплывание поплавка регулятора до верхнего уровня приводит к закрытию газовой линии, вследствие чего давление в сепараторе повышается и жидкость продавливается из сепаратора через турбинный счетчик 8, установленный выше верхнего заданного уровня жидкости в сепараторе. При достижении поплавком нижнего заданного уровня открывается кран 7, давление между сепаратором и коллектором выравнивается, продавка жидкости прекращается. Время накопления жидкости в сепараторе и число импульсных пропусков жидкости через счетчик за время измерения зависят от дебита измеряемой скважины. Время продавки жидкости через расходомер от дебита скважины практически не зависит. Такой циклический метод измерения обеспечивает пропуск потока жидкости через счетчик в турбулентном режиме при узком диапазоне изменения расхода, что дает возможность обеспечить измерение дебита скважин, изменяющего в широком диапазоне. Дебит каждой скважины определяют регистрацией накапливаемых объемов жидкости (в м^3), прошедших через расходомер, на индивидуальном счетчике импульсов в БМА. Аварийное отключение скважин происходит при превышении давления в сепараторах, их переполнении или отключении электроэнергии. В этих случаях по сигналу датчика предельного уровня или электроконтактного манометра блок местной автоматики отключает напряжение с соленоидного клапана гидропривода, вследствие чего поршни приводов отсекаателей 3 и 4 под действием силовых пружин перекрывают трубопроводы.

После ликвидации аварии и снятия сигнала аварии на блоке местной автоматики включается гидропривод, и под действием давления масла, подаваемого под поршни отсекаателей, последние открываются. Контроль давления осуществляется манометром 11.

На установке предусмотрена возможность ручного подключения скважин к измерительному устройству. Количество отсепарированного газа

измеряется по методу переменного перепада давления дифманометром. Для этой цели на выкидной газовой линии устанавливается камерная диафрагма.

Автоматизированная установка «Спутник-В» в отличие от рассмотренной установки «Спутник-А» предназначена не только для измерения дебита жидкости, но также для определения содержания воды и газа в продукции скважин. Конструкцией предусмотрены устройства для подачи деэмульгаторов в нефтяной поток.

Установки «Спутник-Б» выпускают в двух модификациях: «Спутник-Б-40-1,4/400» - на 14 скважин и «Спутник-Б-4,0-24/400» - на 24 скважины. По конструкции установка «Спутник-Б» аналогична установке «Спутник-А» и отличается от последней наличием прибора для определения содержания воды в нефти (влажмера), насосов-дозаторов, специальных устройств для ловли депарафинизационных шаров. Насос-дозатор предназначен для подачи реагента и общий коллектор для деэмульсации нефти. Автоматизированная установка «Спутник ВМР-40-14/400» предназначена для автоматического измерения и регистрации производительности каждой из 14 подключенных нефтяных скважин, а также вычисления суммарного их суточного дебита. Она обеспечивает: разделение продукции скважин по сортам, прием резиновых разделителей для очистки выходных линий скважин от парафина, автоматическую защиту промысловых коллекторов при повышении давления в них выше предельно допустимого, для выдачи в систему телемеханики информации о суточном дебите и аварийных сигналах.

В качестве измерительного прибора применяют вибрационные массовые расходомеры (ВМР) типа «РУР-Вибратор-П» (ряд унифицированных расходомеров), обеспечивающие измерения массы поступающей из скважин газонефтяной смеси без предварительной сепарации.

Блок-схема групповой измерительной установки ГЗУ-ВМР приведена на рисунке 102. Она состоит из технологического блока I и блока вторичных приборов и аппаратуры II. Все первичные преобразователи (ПП) ВМР (ПП1 - ППn) монтируют на приемной емкости ПЕ, чем обеспечивается надлежащая жесткость закрепления первичных преобразователей и исключение возможности их затопления при снижении объема газа в извлекаемом из скважин флюиде.

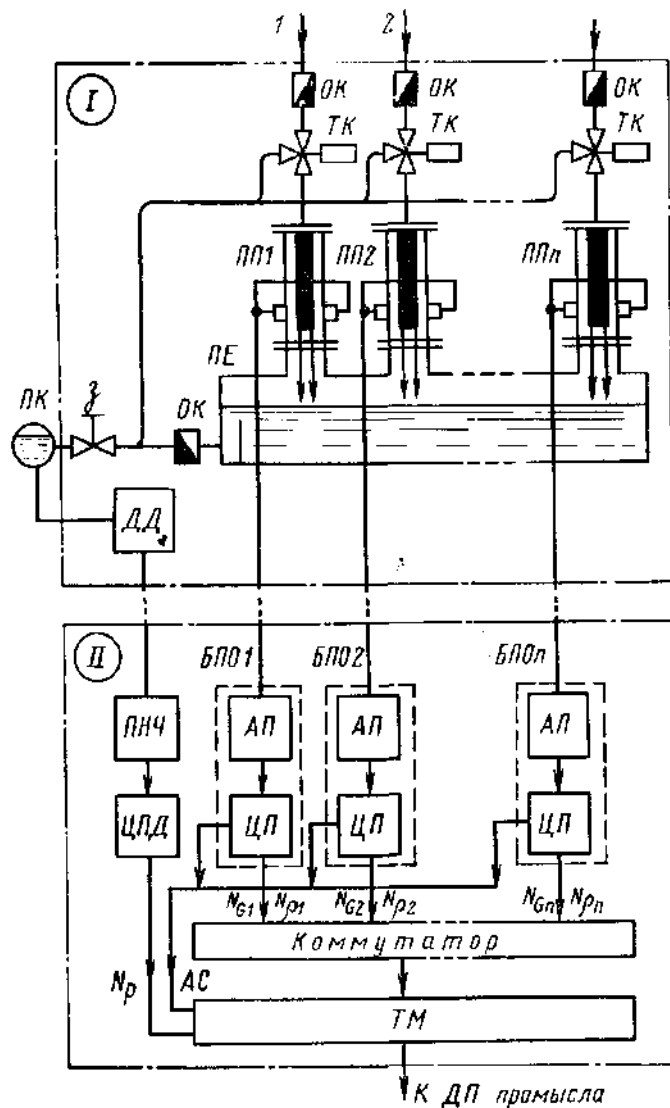


Рисунок 102. Блок-схема групповой измерительной установки ГЗУ-ВМР

Приемная емкость через обратный клапан ОК и через задвижку «з» подключена к промысловому коллектору ПК. Подключение каждой скважины к ПП осуществляется через свой обратный клапан ОК и управляемый трехходовой клапан ТК. Последний позволяет любую скважину или все скважины одновременно переключать с измерения на промысловый коллектор, что бывает необходимо при ремонте или проверке одного из первичных преобразователей. К промысловому коллектору подключен дистанционный датчик давления ДД.

В блоке вторичных приборов и аппаратуры II размещены блоки предварительной обработки БПО по одному на каждую скважину, коммутатор и полукомплект телемеханики ТМ, обеспечивающий передачу информации, получаемой от ВМР на диспетчерский пункт (ДП) промысла. Каждый БПО состоит из аналогового АП и цифрового ЦП преобразователей. С выхода последнего комплекта за время, отведенное для измерения расхода одной скважины, числа, пропорциональные массовому расходу смеси (N_G) и ее средней плотности (N_p), через коммутатор передаются на ДП промысла, где обрабатываются по соответствующему алгоритму с целью получения расхода отдельных компонентов смеси. В блоке II размещены также

преобразователь напряжения в частоту (ПНЧ) и цифровой преобразователь давления (ЦПД), позволяющие передавать на ДП усредненное за время измерения значение коллекторного давления.

Если за время измерения ВМР, подключенный к данной скважине, показал дебит меньший, чем минимально возможный, то через ТМ на ДП вне очереди идет аварийный сигнал (АС) - остановка скважины.

Недостатком ГЗУ-ВМР является то, что информация о работе каждой скважины может быть получена только после обработки данных по этой скважине на ДП. Скважина при этом оказывается непрерывно подключенной к ГЗУ, и объем памяти и мощность ЭВМ по ДП непомерно возрастают. Значительно рентабельнее иметь на каждой ГЗУ микроЭВМ, которая будет выполнять все служебные функции и вычислительные работы, связанные с обработкой получаемой с каждой скважины информации. На ДП по определенной программе или по запросу передается только интересующая промысел информация.

Автоматизированные сепарационные установки

Газоводонефтяная смесь после измерения дебита на групповых измерительных установках поступает в сепарационные установки, где отделяется нефть от газа и частично от воды. Это разделение осуществляется для: а) получения нефтяного газа, используемого как топливо или как химическое сырье; б) уменьшения интенсивности перемешивания нефтегазового потока и снижения возможности образования нефтяных эмульсий; в) уменьшения пульсации давления при транспортировании нефтегазоводяной смеси по сборным коллекторам до дожимной насосной станции (ДНС) или установки подготовки нефти (УПН).

Для первичной сепарации нефти и газа, а также оперативного измерения объема отсепарированной нефти, выделившегося газа и обеспечения дальнейшего транспорта нефти по нефтепромысловым трубопроводам применяют блочные автоматизированные сепарационные установки: СУ2-750, СУ2-1500 и СУ2-3000, имеющие пропускную способность соответственно 750, 1500 и 3000 м³/сут.

Схема установки показана на рисунке 103. Газонефтяная смесь через задвижку 12 направляется в гидроциклонную головку 13 и далее поступает в верхний сепаратор, где газ отделяется от капель жидкости. Далее нефть проходит через фильтр 16, турбинный счетчик 1 и направляется в нефтесборный коллектор.

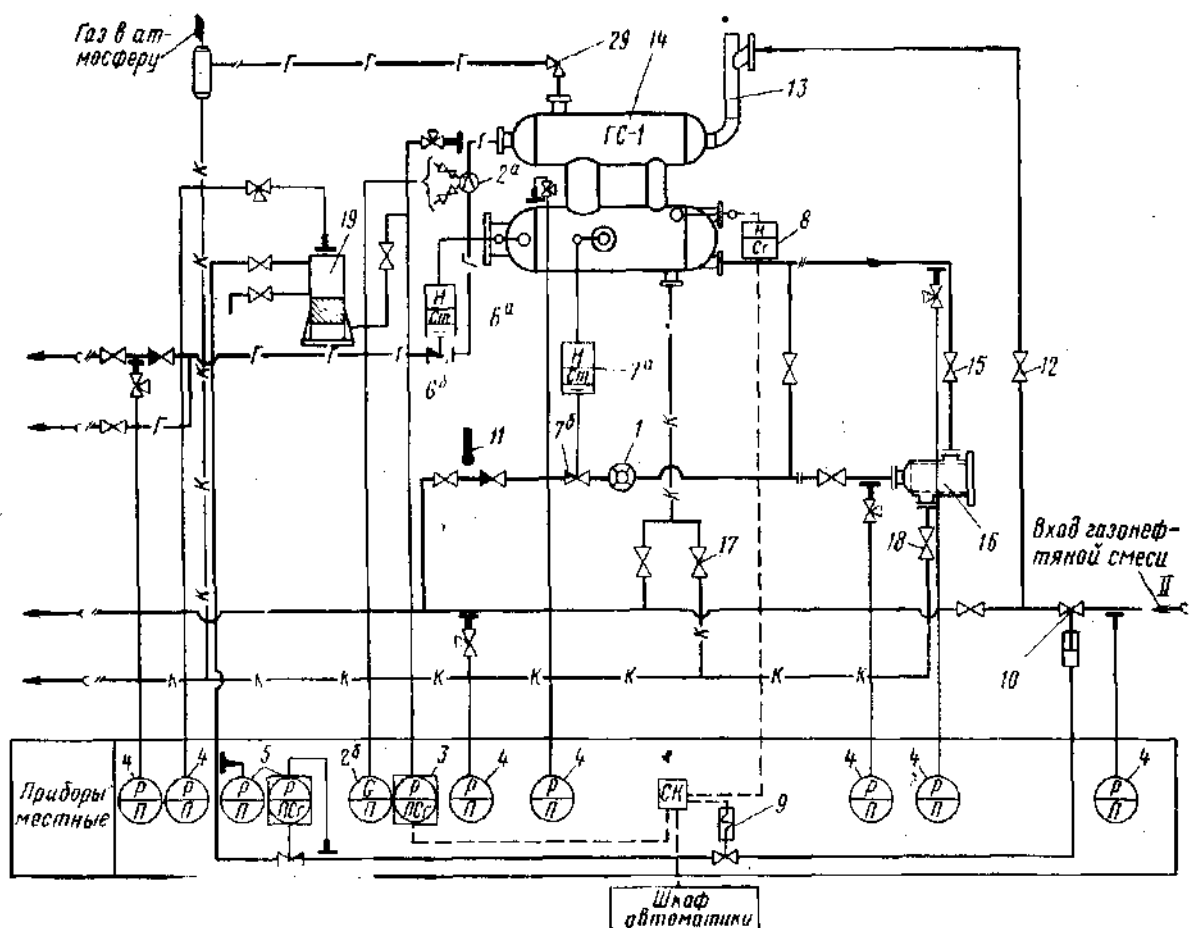


Рисунок 103. Схема контроля и автоматизации сепарационной установки.

Камерная диафрагма 2,а, установленная на газовой линии, предназначена для измерения с помощью дифманометра объема отсепарированного из нефти газа. Сепаратор оборудован предохранительным клапаном 29, обеспечивающим уменьшение давления из сепарационной емкости при его аварийном превышении. Для улавливания капель из уходящего газа предусмотрен расширитель.

Системой автоматизации предусмотрены автоматическое регулирование уровня и сепараторе, автоматическая блокировка установки при аварийном повышении уровня и давления и передача аварийных сигналов на диспетчерский пункт. Регулирование уровня осуществляется двумя механическими регуляторами уровня 6, 7, размещенными на нижней сепарационной емкости и соединенными с исполнительными механизмами - регулирующими клапанами, расположенными соответственно на линиях отвода выделившегося газа и отсепарированной нефти.

Автоматическая блокировка установки при аварийном взливе жидкости в сепараторе выполняется с помощью сигнализатора уровня 8 типа ПФ-40-СУВЗГ-4, соленоидного пилотного клапана 9 типа КСП-4М, осушителя 19 типа ОГ-8 и задвижки 10 с пневмоприводом, установленным на линии поступления нефти в сепаратор.

Если уровень жидкости достигнет аварийной отметки, поплавковый сигнализатор 10 выдает электрический сигнал на клапан КСП-4М, который при

этом обеспечивает подачу воздуха на пневмопривод задвижки 10. Задвижка перекроет линию поступления нефти в сепаратор.

Осушитель газа 19 предназначен для подготовки газа, используемого в системе автоматики. Автоматическая защита от превышения давления осуществляется с помощью датчика давления 3 (электроконтактный манометр ВЭ-16РБ), установленного на линии отвода газа после сепаратора. При аварийном повышении давления сигнал от электроконтактного манометра поступает на КСП-4М 9. Система блокировки, управляющая задвижкой 13, действует аналогично блокировке при аварийном разливе жидкости. После устранения аварийной ситуации на сепарационной установке задвижка 10 открывается вручную домкратом типа ВД-3.

Вторичные приборы размещены в шкафу автоматики, устанавливаемом на открытом воздухе рядом с сепарационной установкой. Давления контролируют стандартными техническими манометрами.

Автоматизированные блочные сепарационные установки с насосной откачкой. Если после сепарации давление, под действием которого выходит нефть, недостаточно для дальнейшего движения по промысловой транспортной сети, применяют сепарационные установки типа СУН с откачивающими насосами. Установки выпускаются трех модификаций: СУП-1-750-6, СУ11-2-750-6, СУН-1-1500-6. Первая цифра после буквенного шифра указывает на тип гидроциклонного сепаратора - одноемкостный или двухъемкостный (1 и 2), второе число - на пропускную способность установки (в м³/сут); третья цифра - на рабочее давление в сепараторе. Схема установки показана на рисунке 104.

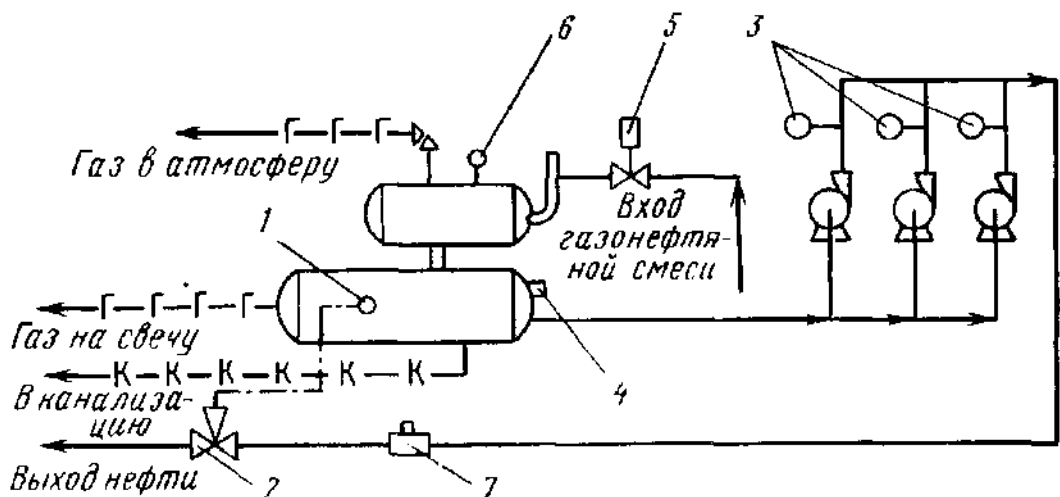


Рисунок 104. Схема автоматизированной сепарационной установки с насосной откачкой

Установка комплектуется двумя или тремя откачивающими насосами типа ЦС или МС, смонтированными единым блоком на сварной раме. На установке СУН предусмотрено автоматическое согласование пропускной способности с объемом поступающей в сепаратор жидкости. Это выполняется механическим регулятором уровня (РУМ) 1, смонтированным в сепараторе с регулирующим клапаном 2, установленным на линии выхода нефти после насосов, откачивающих жидкость. В случае внезапного прекращения подачи по сигналу

электроконтактных манометров 8, установленных на выкиде насосов, последние будут остановлены. При аварийной остановке рабочего насоса схемой автоматики предусмотрено включение резервного. Автоматическая защита установки при аварийном уровне в сепараторе осуществляется датчиком предельного уровня 4 типа ДПУ-1М, включающим с помощью соленоидного пилотного клапана КСП-4 задвижку с пневмоприводом 5 типа ПИТ-1, установленную на линии входа газонефтяной смеси в сепаратор. Защита от аварийного превышения давления осуществляется электроконтактным манометром. При этом, как и в случае аварийного повышения уровня, перекрывается входная линия.

При аварийном разливе жидкости в сепараторе, превышении в нем допустимого давления, отключении насоса на диспетчерский пункт посылается сигнал аварии. На установке предусмотрен местный контроль объема отсепарированной нефти с помощью турбинного счетчика 7. Объем отсепарированного газа определяют с помощью переносного дифманометра ДТ-50, подключаемого к установленной на выходе газа камерной диафрагме типа ДКН-10. Для местного контроля давления в сепараторе предусмотрен манометр 6.

Автоматизированные концевые блочные сепарационные установки. Предназначены они для сепарации газа из нефти при атмосферном либо избыточном давлении, равном 5- 15 кПа. Схема автоматизированной концевой блочной сепарационной установки представлена на рисунке 106.

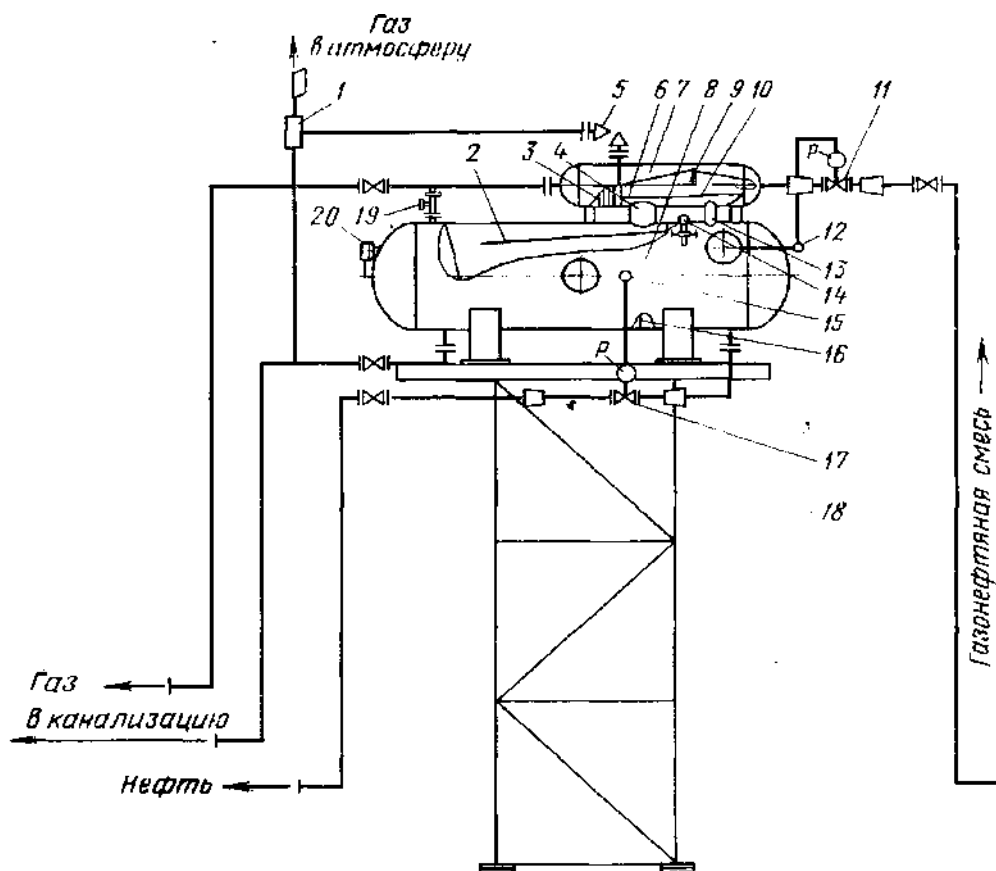


Рисунок 106. Схема автоматизированной концевой блочной сепарационной установки

Сепарационный блок состоит из двух горизонтальных емкостей 7 и 8, размещенных друг над другом и соединенных сточным патрубком 4. Верхняя емкость служит для освобождения отсепарированного газа от сопутствующих капель жидкости.

Для этого в ней установлены отбойники грубой 9 и тонкой 3 очисток газа. Нижняя сепарационная емкость обеспечивает полную сепарацию нефти. Сепарационный блок установлен на высоком основании 18 для обеспечения движения отсепарированной нефти самотеком до резервуарного парка. В зависимости от условий работы газосборной системы высота таких оснований составляет 1; 9; 12 или 15 м.

Поступающая нефть по лотку 10 попадает на распределитель 6, обеспечивающий равномерный сток ее через патрубок 4 в нижнюю емкость. Далее нефть движется по лотку 2 тонким слоем, что повышает эффективность сепарации. Патрубок 13 предусмотрен для выхода отсепарированного газа из нижней в верхнюю емкость и для выравнивания давления в них. Для осаждения из нефти и удаления механических примесей в нижней емкости установлена перегородка 16. Системой автоматики предусмотрены регулирование уровня нефти в сепараторе и автоматическая защита при аварийном превышении уровня. Механический регулятор 15 с исполнительным механизмом 17, установленным на сливной линии, поддерживает заданный уровень в сепараторе. Механический регулятор 12 с исполнительным механизмом 11 на входе в сепаратор обеспечивает защиту при аварийном разливе нефти в сепараторе. Для измерения уровня нефти в сепараторе применяют буйковый уровнемер 19 типа УБ-51-04. Для сигнализации аварийного превышения уровня жидкости используют датчик 20 типа ДПУ-1, для сигнализации о предельном давлении - электроконтактный манометр 14 типа ВЭ-16-РБ. На верхней сепарационной емкости установлен предохранительный клапан 5 для сброса газа при избыточном давлении. Для улавливания имеющихся в сбрасываемом газе капель предусмотрен расширитель 1. Автоматизированные блочные конечные сепарационные установки выпускают с пропускной способностью 1000, 2000 и 5000 м³/сут.

Автоматизированная блочная установка для сепарации и предварительного обезвоживания нефти. Блочная автоматизированная сепарационная установка типа БАС-100 позволяет уменьшить количество воды содержащейся в нефти, поступающей на установки подготовки (обезвоживания) нефти, что улучшает режим работы последних и обеспечивает значительную экономию топлива (Рисунок 107).

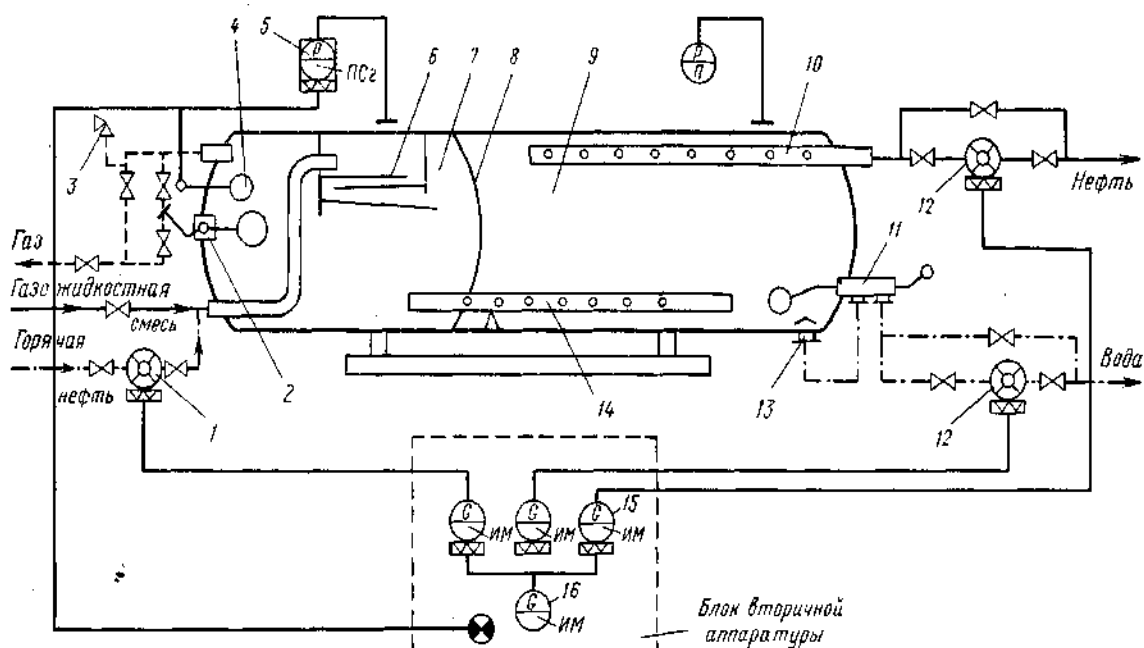


Рисунок 107. Схема автоматизированной блочной установки для сепарации и предварительного обезвоживания нефти

Нефть после сепарационных установок смешивается с горячей пластовой водой, поступающей с установок подготовки нефти, и направляется в отсек 7 на полки 6, где из нее выделяется газ и поступает в газосборную сеть. Перепад давления между двумя отсеками, разделенными перегородкой 8, поддерживается регулятором 2, вследствие чего частично дегазированная нефть через разделительный патрубок 14 поступает в отсек 9. Здесь регулятором 11 поддерживается заданный уровень горячей пластовой воды. При движении эмульсии через этот слой воды происходит интенсивное перемешивание, глобулы воды сталкиваются, укрупняются и осаждаются. Частично обезвоженная нефть через патрубок 10 выводится из сепаратора и направляется на установку подготовки нефти. Выделившаяся вода через патрубок 13 сбрасывается в дренажную линию. Объем поступающей и уходящей с установки нефти измеряют турбинными расходомерами 7 и 12.

Регулирование уровня водонефтяного раздела осуществляется регулятором 2 типа РУР-1. В случае аварийного разлива и превышения давления подаются аварийные сигналы соответственно датчиком предельного уровня 4 типа ДПУ-1М и электроконтактным манометром 5. При избыточном давлении в сепараторе газ сбрасывается через предохранительный клапан 3.

Автоматизированные блочные дожимные насосные станции

Если в системе промыслового сбора нефти и газа недостаточно давления для транспортирования отсепарированной нефти на установки ее подготовки, применяют дожимные насосные станции (ДНС). Схема автоматизированной блочной ДНС показана на рисунке 108. Нефть от групповых установок поступает в буферные емкости Е-1 и Е-2, в которых поддерживается давление, равное 0,6 МПа, обеспечивающее необходимый при перекачке газированной нефти подпор на приеме перекачивающих насосов Н-1 и Н-2.

Затем с помощью насосов по напорному нефтепроводу она поступает в пункт назначения. В блочных помещениях размещены также насосы для откачки нефти, появляющейся при утечках через сальники насосов и предохранительные клапаны. Отсепарированный газ после буферной емкости направляется на газосборную систему. Технологический процесс перекачки нефти автоматизирован.

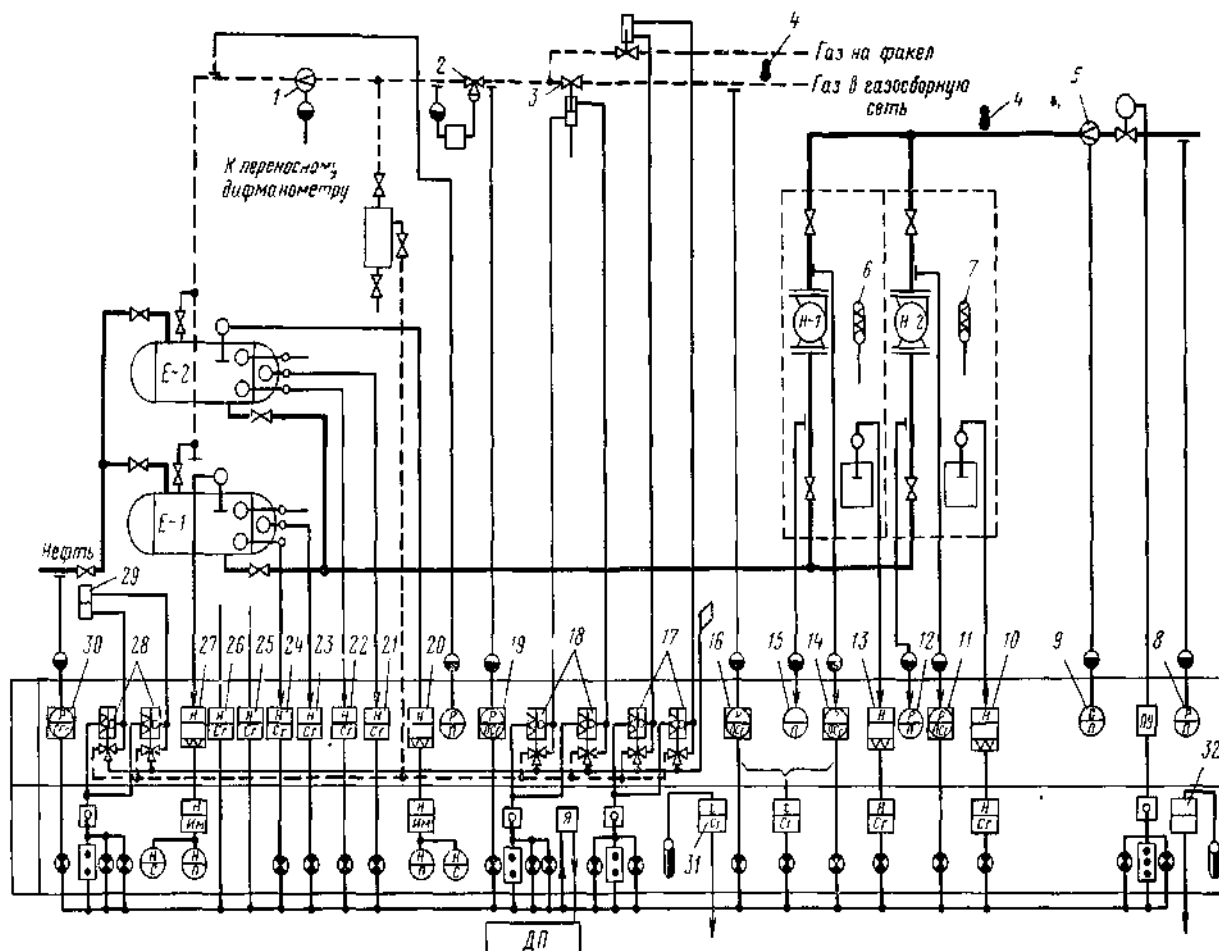


Рисунок 108. Схема автоматизированной блочной дожимной насосной станции

Система контроля и управления ДНС, предназначенная для оперативного учета, поддержания заданных параметров технологического процесса и предотвращения возникновения аварийных ситуаций, обеспечивает: автоматическое регулирование пропускной способности ДНС; автоматическую защиту ее при аварийных уровнях нефти в буферных емкостях; автоматическое отключение насосов в аварийных случаях; автоматическое регулирование давления сепарации; автоматическую защиту ДНС при аварийном повышении или снижении давления в трубопроводах; автоматическую защиту газосборной линии и открытие факельной линии при аварийном повышении давления в буферных емкостях; автоматическую защиту трубопровода на приеме ДНС, газопровода после буферных емкостей и открытие линии сброса газа при прекращении электроснабжения ДНС;

автоматическое регулирование температуры в помещениях щитовой, операторной и насосных станциях.

Автоматическое регулирование подачи насосов осуществляется с помощью автоматов откачки 21 и 23 типа АО-5. Если подача превышает объем нефти, поступающей в емкости за то же время, уровень жидкости в последней будет понижаться и, когда он достигнет определенного нижнего предела, автомат откачки замкнет контакт «нижний уровень». При этом включается реле времени нижнего уровня (РВНУ), которое через каждую минуту выдает импульсы продолжительностью 3-5 с. Это приводит к прикрытию установленных на выкиде насосов задвижек. Если после прикрытия задвижек уровень поднимается, автомат откачки отключит РВНУ. Если после этого поступление жидкости в емкости будет соответствовать откачке ее, проходное сечение задвижек не будет меняться. Увеличение притока жидкости на ДНС может привести к тому, что уровень жидкости в емкостях начнет повышаться и, когда он достигнет верхнего предельного, автомат откачки включит реле времени верхнего уровня РВВУ, которое будет посылать импульсы, открывающие задвижки на выкиде насосов.

В случае аварийного превышения уровня нефти в емкостях датчики 25 и 26 типа ДПУ-1 подают сигнал, отключающий соленоиды в клапанах КСП-4. При этом сжатый воздух давлением перекроет линию входа нефти на ДНС. Одновременно на диспетчерский пункт (ДП) поступит сигнал аварии. Если уровень жидкости в буферных емкостях снизится до нижнего предельного, от ДПУ-1 поступит импульс, отключающий приводы всех насосных агрегатов. Задвижки на выкидных линиях насосов будут закрыты и на ДП будет послан сигнал аварии.

Автоматическое регулирование давления сепарации осуществляется регулятором давления прямого действия 2 с мембранным исполнительным механизмом, установленным на линии отвода газа в газосборную сеть.

При повышении давления на входе ДНС более 0,6 МПа электроконтактный манометр подаст импульс, обесточивающий клапаны 28. При этом вход нефти на ДНС будет перекрыт и на ДП будет послан сигнал аварии. Автоматическая блокировка (защитное перекрытие) газосборной линии и открытие линии подачи газа на факел при аварийном превышении давления в емкости выполняются при помощи электроконтактного манометра 19, соленоидных пилотных клапанов 18 и 17 и управляемых запорных кранов, установленных на газосборной линии и на линии отвода газа на факел. При этом на ДП будет послан сигнал аварии.

Автоматическое отключение насосов ДНС при аварийном снижении давления в напорном трубопроводе осуществляется при помощи электроконтактных манометров 14 и 11, установленных на напорных линиях после основного и резервного насосов. Автоматическое отключение насосов при пожарах в помещениях нефтенасосов происходит в результате сигнала от тепловых датчиков 6 и 7 системы противопожарной защиты в блок местной автоматики, который поступает во время повышения температуры в

помещении нефтенасосов до 90°C. Одновременно кран 29 перекрывает трубопровод на входе ДНС.

Автоматическая блокировка трубопровода на входе ДНС, газопровода после буферных емкостей и открытие линии сброса газа на факел при прекращении энергоснабжения ДНС выполняются при помощи соответствующих запорных кранов и клапанов 17, 18 и 28. В случае прекращения энергоснабжения ДНС соленоиды обесточиваются и через пилотные клапаны сжатый воздух поступает на запорные краны. Для автоматического регулирования температуры в помещениях щитовой и операторной применяются датчики температуры 31 и 32 типа ДТКМ-41 и нагревательные приборы типа НВС 1,2/1,0, находящиеся в щитовой и операторной. Нагревательные приборы автоматически включаются при температуре воздуха ниже +5 °С и выключаются при +20 °С.

Для предотвращения запотевания обмоток электродвигателей при их остановках в насосных помещениях устанавливают нагреватели, включающиеся при остановке насосов и поддерживающие температуру воздуха не ниже +5 °С.

На ДНС предусмотрен местный контроль: давления техническими манометрами общего назначения в напорном трубопроводе, на приеме насосов Н-1 и Н-2, на газовой линии после буферных емкостей и температуры ртутными техническими термометрами 4 на трубопроводах нефти от насосной и газа после буферной емкости. Расход газа после буферных емкостей определяется подключением переносного дифманометра к камерной диафрагме 1. Для измерения расхода нефти на напорном трубопроводе установлены камерная диафрагма 5 и сильфонный самопишущий дифманометр 9 типа 712Н. Уровень в буферных емкостях измеряется электронными индикаторами уровня 20 и 27 типа ЭПУ-18М.

Системой автоматики предусмотрена предупредительная звуковая и световая сигнализация при отклонениях давлений на приеме ДНС, в газосборной сети и в трубопроводе после регулятора давления. Для этого предусмотрены электроконтактные манометры 19 и 30. Предусмотрена также сигнализация при утечках в сальниках насосных агрегатов и обесточивании электрических цепей автоматики.

Поплавковые датчики уровня 10 и 13, установленные в емкостях для сбора утечек нефти, обеспечивают ее автоматическую откачку.

Задания для практических (лабораторных) работ

При проведении практических (лабораторных) работ преимущественное предпочтение отдается контекстному типу обучения, реализуя принцип совместной деятельности, сотворчества студентов и преподавателей. В процессе их проведения студенты смогут на собственном опыте убедиться в истинности теории, получают опыт применения способов исследовательской деятельности как средства решения разных типов исследовательских задач, усвоят приемы исследовательской деятельности, научатся анализировать ход и результаты исследования.

На практических (лабораторных) занятиях студенты приобретут опыт работы в творческих и проблемных группах. Результаты же решения ими учебных практических задач, выполнения исследовательских оцениваются преподавателем, сокурсниками и самими студентами.

Организуются практические (лабораторные) занятия будут таким образом, чтобы студенты постоянно ощущали нарастание сложности выполняемых заданий, испытывали положительные эмоции от переживания собственного успеха в учении, были заняты напряженной творческой работой, поисками правильных и точных решений. Большое значение имеют индивидуальный подход и продуктивное педагогическое общение. Обучаемые должны получить возможность раскрыть и проявить свои способности, свой потенциал.

Содержание и форма отчета по работе

Отчет представляет собой предоставление результатов изучения рассматриваемого в работе вопроса в виде ответов на контрольные вопросы, представления схем, изучаемых установок. Заканчивается отчет выводом по работе.

Критерии оценки работы студента

Оценивание работы студента осуществляется по следующим параметрам:

- оформление работы;
- защита лабораторной работы по контрольным вопросам.

За каждую успешно выполненную и защищенную работу студент получает определенное количество баллов, согласно рейтинговой системы оценивания.

Практическая (Лабораторная) работа №1

Тема: Автоматизация подготовки и откачки товарной нефти

Цель работы:

1. определить задачу автоматизации технологического процесса подготовки товарной нефти;
2. ознакомиться с принципиальной схемой установки подготовки нефти и воды;
3. изучить работу схемы установки подготовки нефти и воды.

Вопросы к практической работе

1. Последствия содержания воды в нефти (Указать допустимое содержание воды и хлористых солей в нефти по ГОСТу).
2. Что включает в себя понятие «подготовка нефти».
3. Указать виды автоматизированного оборудования термохимических установок.
4. Принципиальная схема установки подготовки нефти и воды.
5. Описать работу схемы установки подготовки нефти и воды.
6. Сделать вывод по работе, определив задачу автоматизации технологического процесса подготовки товарной нефти.

Практическая (Лабораторная) работа № 2

Тема: Автоматизированные блочные установки для очистки сточных вод и автоматизация водозаборных скважин

Цель работы:

1. изучить назначение, устройство и принцип работы автоматизированных блочных установок для очистки сточных вод,
2. изучить схему автоматизированной водозаборной скважины.

Вопросы к практической работе

1. Назначение автоматизированных блочных установок для очистки сточных вод. Типоразмеры установок.
2. Основные блоки установки, их назначение, основные части.
3. Схема установки для очистки сточных вод.
4. Описать работу установки.
5. Схема автоматизированной водозаборной скважины.
6. Чем осуществляется автоматическое управление скважины и что обеспечивается.
7. Чем осуществляется автоматическая защита электродвигателя при перезагрузке, коротком замыкании.

Практическая (Лабораторная) работа № 3

Тема: Автоматизированные блочные кустовые насосные станции

Цель работы:

1. изучить назначение, устройство и принцип работы блочной насосной станции,
2. изучить назначение, устройство и принцип работы блок-схемы аппаратуры автоматического управления кустовой насосной станции «Пласт 1М»,
3. определить функции аппаратуры щита автоматизации насосной станции, щита местного контроля и управления вспомогательным оборудованием насосной станции,
4. рассмотреть основные части и принцип работы датчика осевого смещения.

Вопросы к практической работе

1. Схема блочной насосной станции
2. Основные блоки схемы
3. Назначение и состав сепарационно-буферного блока
4. Назначение и состав насосного блока
5. Что применяют для автоматического управления, защиты, контроля параметров технологического оборудования.
6. Изобразить блок-схему аппаратуры автоматического управления кустовой насосной станции «Пласт 1М»
7. Основные блоки схемы
8. что включает комплект датчиков
9. Функции аппаратуры щита автоматизации насосной станции
10. Что включает аппаратура щита местного контроля и управления насосным агрегатом.
11. Функции аппаратуры щита местного контроля и управления вспомогательным оборудованием насосной станции.
12. Какое устройство применяют для сигнализации осевого смещения вала насоса (изобразить схему)
13. Указать основные части и принцип работы датчика осевого смещения.

Практическая (Лабораторная) работа № 4
Тема: Автоматизация добычи и промыслового сбора
нефти и нефтяного газа

Цель работы:

1. рассмотреть: - принципиальные схемы автоматизированных групповых измерительных установок,
 - схемы автоматизированных сепарационных установок,
 - схему автоматизированной блочной дожимной насосной станции
2. изучить работу: - принципиальных схем автоматизированных групповых измерительных установок,
 - схем автоматизированных сепарационных установок,
 - схемы автоматизированной блочной дожимной насосной станции.

Вопросы к практической работе

1. Дайте характеристику нефтедобывающего предприятия как объекта автоматического управления. Укажите основные принципы «Основных положений по обустройству и автоматизации нефтедобывающих предприятий».
2. Объясните принцип действия схемы автоматизации нефтяной фонтанной скважины. Какие специальные средства для этого применяют?
3. Объясните принцип действия схемы автоматизации нефтяной скважины с электропогружным насосом.
4. Каково назначение схемы автоматизации нефтяной скважины, оборудованной СКН?
5. Объясните назначение, устройство и работу схемы групповых измерительных установок типа «Спутник-А».
5. Объясните назначение, устройство и работу схемы типа «Спутник-Б».
6. Как устроена и работает групповая измерительная установка «Спутник-ВМР»?
7. Объясните схему автоматизации блочных сепарационных установок без откачки нефти типа СУ-2, с насосной откачкой - типа СУН и концевых блочных сепарационных установок.
8. Объясните принцип работы автоматизированной блочной установки для сепарации и предварительного обезвоживания нефти.
9. Каково назначение системы контроля и управления автоматизированных блочных дожимных станций (ДНС)?
10. каким образом обеспечивается автоматическое регулирование уровня и давления на ДНС?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитие буровой техники, инструмента и технологии потребовало и развития аппаратного направления.

Усилия разработчиков были направлены на разработку аппаратуры с использованием поверхностных точек съема сигнала, с постановкой поверхностных датчиков.

Создается аппаратура для контроля одиночных параметров; и здесь же создается первая комплексная аппаратура типа.

Таков был первый этап в разработке и внедрении БКИА. Была подготовлена база для реализации известных требований практики:

- автоматизация контроля параметров и автоматический выбор оптимальных параметров процесса бурения;
- получение дополнительной геологической информации в процессе бурения;
- распознавание нештатных ситуаций в процессе бурения (обрыв бурильных труб, износ ПРИ и др.);
- накопление и сохранение информации в форме, не требующей больших дополнительных затрат времени и средств на ее предварительную обработку.

В данном случае речь идет об аппаратуре, близкой по своим функциональным возможностям к автоматическим системам. Получить подобную информацию от классических буровых регуляторов не удастся. Частая неудовлетворительная работа регуляторов, определяемая жестким алгоритмом, предопределяет разработку гибких систем. Этому способствуют примеры компьютеризации технологических процессов в других отраслях.

Таким образом, развитие БКИА может успешно идти параллельно с компьютеризацией бурового процесса. Кроме того, отдельные автоматические измерительные системы могут стирать грань между измерительными системами и компьютерными системами автоматического управления.

Известный недостаток информационной базы (поверхностных датчиков) диктует, в частности, внедрение ЭВМ: работать и принимать решения на базе обработанных данных за прошедший промежуток времени с накоплением информации; усредненная накопленная информация фильтрует помехи, более достоверна. Развитие элементной базы делает возможным вернуться к разработке скважинной аппаратуры с передачей сигналов на поверхность в процессе бурения.

Параллельно с выше отмеченными задачами дальнейшее развитие БКИА для контроля режима работы породоразрушающего инструмента требует решения ряда других вопросов: поиск новых алгоритмов работы БКИА (включающих несколько косвенных параметров для определения действительного значения забойного параметра), разработка схемных решений первичных преобразователей “параметр-перемещение (сила, давление)” и типовых датчиков, унификация электрических узлов аппаратуры.

Следует отметить и такой пока не решаемый вопрос в разработке БКИА. Функциональные возможности аппаратуры могут быть расширены. Идея использования аппаратуры по другому назначению вытекает из принципиальной структурной схемы датчика.

В абсолютном числе датчики общепромышленной и специальной аппаратуры включают первичный преобразователь, выходной величиной которого является перемещение (линейное l , угловое φ), скорость перемещения, реже сила F или давление p .

В связи с этим при изменении входного параметра X необходимо разработать схему (конструкцию) первичного преобразователя с целью получения на его выходе того же параметра (равного или пропорционального).

Любая автоматическая система состоит из отдельных звеньев. Автоматическая система подачи инструмента включает очень сложное в работе звено “буровой вал”. На это звено в процессе бурения действует множество возмущений, часто непредсказуемых и трудно учитываемых. Описание этого звена (дифференциальное уравнение, передаточная функция, переходный процесс) представляет собой большую проблему.

С разработкой алгоритмов буровых автоматических систем теснейшим образом связана разработка строго научной теории разрушения горных пород и стойкости породоразрушающего инструмента. Эти вопросы решаются экспериментальным путем, вывод формул носит эмпирический характер. Следовательно, созданные системы будут работать наилучшим образом в конкретном регионе.

При разработке алгоритмов должен решаться вопрос выбора критерия оптимальности ведения процесса. Известны два глобальных критерия: временной (время на сооружение скважины) и стоимостной (стоимость сооружения скважины). В вопросе выбора критерия оптимальности есть много нерешенных проблем. Например, при рассмотрении временного критерия обязательным станет вопрос о рейсовой скорости бурения (известные определители проблему не решают). Но пока что не имеется определителей окончания времени углубки, и теоретически этот вопрос до конца не решен. А буровая автоматическая система, оптимизирующая буровой процесс по времени, должна содержать подсистему определения времени окончания рейсовой углубки.

Решение вопросов механизации, контроля, автоматизации тех или иных процессов в общем преследует следующие цели: получение экономического эффекта и высокого качества работ, облегчение труда человека, сделать его труд более безопасным.

Пока не имеются четких экономических рекомендаций по ряду вопросов, например, какова максимальная сложность автоматизации допустима для буровых установок того или иного класса. Нужны научно обоснованные экономические исследования по ряду вопросов автоматизации производственных процессов при сооружении геологоразведочных скважин.

Много проблем по вопросам контроля и автоматизации технологических процессов при сооружении скважин на нефть и газ. Ряд из них совпадают с проблемами при сооружении геологоразведочных скважин. Но в связи с большими диаметрами нефтяных и газовых скважин здесь достаточно решен вопрос получения “забойной” информации по каналам связи “забой-устье”, решается вопрос и с применением забойных УПД.

**Вопросы к зачету (экзамену) по дисциплине
«Основы автоматизации технологических процессов»**

1. Системный подход к управлению производством.
2. Сущность автоматизации управления производством.
3. Классификация АСУ.
4. Подсистема управления технической подготовкой производства.
5. Подсистема технико-экономического планирования.
6. Подсистема оперативного управления производством.
7. Общие сведения об автоматических регуляторах: классификация, математические модели регуляторов
8. Регуляторы прямого действия.
9. Пневматические регуляторы.
10. Исполнительные устройства.
11. Теоретические основы АУ процессом бурения.
12. Фрикционные и гидравлические устройства подачи долота.
13. Забойные устройства подачи долота.
14. Электромашинные устройства подачи долота.
15. Особенности нефтедобывающих предприятий
16. Основные принципы автоматизации нефтедобывающих предприятий.
17. Типовая технологическая схема автоматизированного нефтедобывающего предприятия.
18. Автоматизация нефтяных скважин.
19. Автоматизированные групповые измерительные установки.
20. Автоматизированные сепарационные установки.
21. Автоматизированные блочные ДНС.
22. Характеристика системы поддержания пластовых давлений.
23. Автоматизированные блочные установки для очистки сточных вод
24. Автоматизация водозаборных скважин.
25. Автоматизированные блочные КНС.
26. Определение экономической эффективности АСУ.
27. Качество АСУ.
28. Надежность АСУ.

Тесты

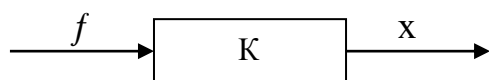
1. Как называется устройство, осуществляющее технологический процесс, показателями которого нужно управлять или регулировать?
 - а) объектом управления
 - б) автоматическим устройством
 - в) системой автоматического управления
2. Совокупность объекта управления и управляющего устройства называется
 - а) системой автоматического регулирования
 - б) системой автоматического управления
 - в) системой автоматического контроля
3. Как называется автоматическое устройство, осуществляющее автоматическое регулирование?
 - а) автоматическим регулятором
 - б) управляемый регулятором
 - в) контрольным устройством
4. Совокупность регулируемого объекта и автоматического регулятора составляют?
 - а) систему автоматического управления
 - б) систему автоматического контроля
 - в) систему автоматического регулирования
5. Как называют систему, 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.
 - а) САР по отклонению
 - б) САР по возмущению
 - в) комбинированная САР
6. Системы регулирования по отклонению всегда содержат главную отрицательную обратную связь.
 - а) отрицательную⁺
 - б) положительную
 - в) нейтральную
7. Замкнутая система регулирования, в которой происходит поддержание постоянства регулируемой величины называется...?
 - а) системой программного регулирования
 - б) системой стабилизации
 - в) следящей системой
8. Если регулируемая величина в замкнутой системе изменяется по неизвестному произвольному закону, определяемому некоторым внешним задающим воздействием (произвольно), то систему называют?
 - а) системой программного регулирования
 - б) системой стабилизации
 - в) следящей системой

9. В зависимости от характера регулирующего воздействия на исполнительный элемент системы автоматического регулирования подразделяют
- а) системы непрерывного, импульсного и релейного регулирования
 - б) системы стабилизации, непрерывного, импульсного регулирования
 - в) следящей система, импульсного и релейного регулирования
10. Как называют 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).
- а) статическим
 - б) нестатическим
 - в) астатическим
11. Какой системе регулирования характерны следующие свойства:
- равновесие системы возможно при различных значениях регулируемой величины;
 - каждому значению регулируемой величины соответствует единственное определенное положение регулирующего органа?
- а) статической
 - б) нестатической
 - в) астатической
12. Как 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?
- а) статическим
 - б) нестатическим
 - в) астатическим
13. Какой системе регулирования хаорактерны следующие 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.
- а) статической
 - б) нестатической
 - в) астатической
14. В какой системе регулирования, регуляторы, предназначенные для регулирования различных величин, не связаны друг с другом и могут взаимодействовать только через общий для них объект регулирования.
- а) система несвязанного регулирования
 - б) система связанного регулирования
 - в) система независимого регулирования

15. Как называют функциональную связь, функциональную зависимость, между желаемым регулирующим воздействием на объект u_0 , величиной рассогласования ε , нагрузкой q , производных и интегралов двух последних величин?

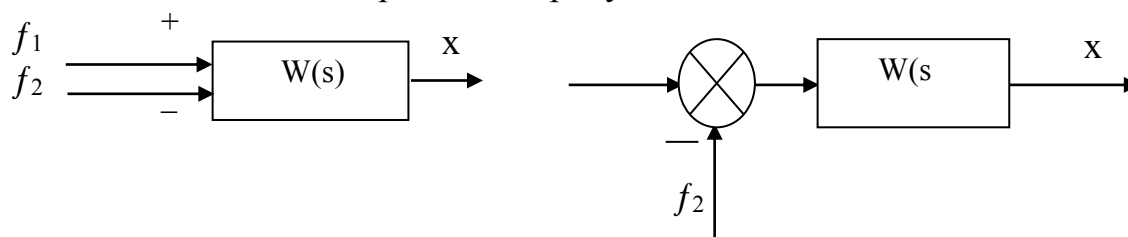
- а) алгоритмом регулятора или законом регулирования
- б) законом управления
- в) алгоритмом управления

16. Какое звено изображено на рисунке?



- а) безинерционное звено с коэффициентом передачи K
- б) звено с одной входной и одной выходной величиной
- в) звено с двумя входными и одной выходной величиной

17. Какое звено изображено на рисунке?



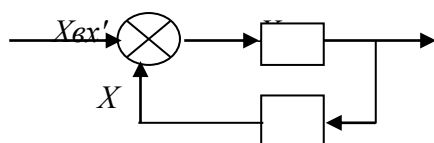
- а) безинерционное звено с коэффициентом передачи K
- б) звено с одной входной и одной выходной величиной
- в) звено с двумя входными и одной выходной величиной

18. Как называют уравнения, представленные ниже?

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

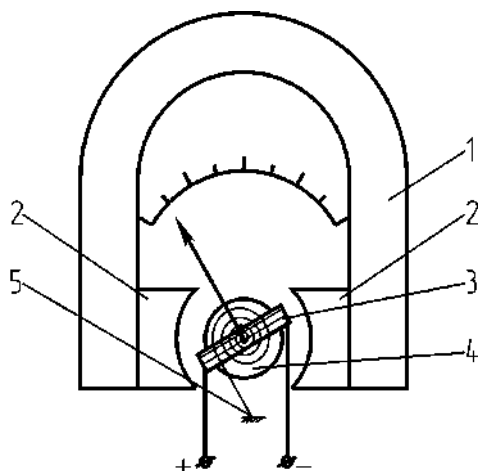
- а) уравнения статики звена
- б) уравнение динамики звена
- в) уравнение кинематики звена

19. Какое соединение звеньев представлено на рисунке?



- а) параллельное
- б) последовательное
- в) схема звена, охваченного обратной связью+

20. В какой системе приборов 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 .



- а) магнитоэлектрической системы
- б) электромагнитной системы
- в) электродинамическая система

21. Какая погрешность имеет размерность измеряемой величины и равна разности результата измерения X и действительного значения X_d этой величины: $\Delta X = X - X_d$

- а) абсолютная погрешность
- б) относительная погрешность
- в) градуировочная погрешность

22. Какая погрешность является отношением, выраженным в процентах, абсолютной погрешности ΔX к действительному (которое близко к истинному и допустимо к практическому использованию) значению измеряемой величины: $\delta = (\Delta X / X_d) \cdot 100\%$

- а) абсолютная погрешность
- б) относительная погрешность
- в) градуировочная погрешность

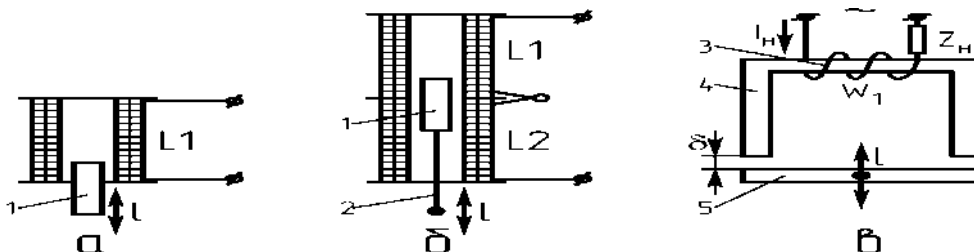
23. Как называется наибольшая величина, полученная экспериментально, являющаяся разностью между повторными показаниями прибора, соответствующими одному и тому же действительному значению измеряемой величины при неизменных внешних условиях.

- а) абсолютная погрешность
- б) относительная погрешность
- в) вариация

24. Какая величина, характеризующая прибор, численно равна (в %) максимальной величине основной приведенной погрешности.

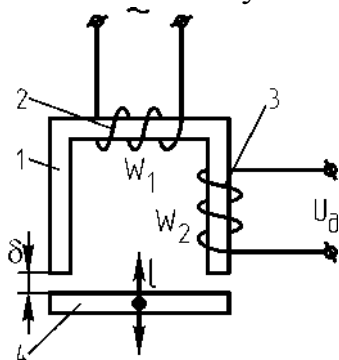
- а) класс точности
- б) относительная погрешность
- в) градуировочная погрешность

25. Какой тип датчика служит для преобразования перемещения l в изменение индуктивности L катушки, работает на переменном токе, катушка является элементом электрической измерительной схемы.



- а) индуктивные датчики
- б) индукционный датчик
- в) магнитоупругий датчик

26. Какой тип датчика предназначен для преобразования линейного или углового перемещения в изменение взаимной индукции между двумя или несколькими катушками.



- а) индуктивные датчики
- б) индукционный датчик
- в) магнитоупругий датчик

27. Принцип работы какого датчика представлен схемой?

$F \uparrow \rightarrow \mu \uparrow \rightarrow R_M \downarrow \rightarrow \Phi \uparrow \rightarrow L \uparrow \rightarrow X_L \uparrow \rightarrow Z \uparrow \rightarrow U \uparrow$, где F -сила сжатия; μ -магнитная проницаемость; U -напряжение

- а) магнитоупругий датчик
- б) индукционный датчик
- в) магнитоупругий датчик

28. Как называется специальный электрический генератор, величина выходной мощности которого регулируется путем изменения мощности управления (возбуждения), которая во много раз меньше выходной мощности. Конструктивно часто выполняется в одном корпусе с приводным электродвигателем.

- а) электромашинный усилитель
- б) усилитель малой мощности
- в) параметрический усилитель

29. Какие механизмы предназначены для перемещения регулирующего органа под воздействием сигнала от управляющего устройства?

- а) исполнительные механизмы
- б) регулирующие механизмы
- в) контрольные механизмы

30. Как называют комплекс, ограничиваемый размерами буровой площадки, включающий буровой комплекс (станок, насос, компрессор, привод, трубооборот, мачту, технологический и вспомогательный инструмент, забойные буровые машины) и скважину с их многообразием рабочих процессов и операций и исследовательских работ?

- а) нефтяной технологический комплекс
- б) рабочий технологический комплекс
- в) буровой технологический комплекс

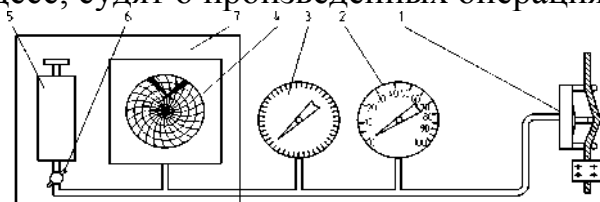
31. Сколько классов буровой контрольно-измерительной аппаратуры выделяют по функционально-технологическому признаку?

- а) три класса
- б) пять классов
- в) шесть классов

32. Какая аппаратура включает скважинный датчик, канал связи и поверхностную приёмную часть; обязательным является нахождение в скважине точки съёма сигнала- ТСС (диаметр, уровень, порода, температура долота и др.)?

- а) буровой технологический комплекс
- б) поверхностная аппаратура
- в) скважинная аппаратура

33. Какой индикатор предназначен в 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.



- а) гидравлический индикатор
- б) пневматический индикатор
- в) импульсный индикатор

34. Какое устройство предназначено 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.

- а) гидравлический индикатор
- б) магнитоупругий компенсационный измеритель нагрузки
- в) пневматический измеритель нагрузки

35. Какие устройства определяют расход жидкости в весовых единицах за определенный промежуток времени.

- а) счетчики количества
- б) расходомеры обтекания

в) электромагнитные (индукционные) расходомеры

36. Принцип, каких устройств основан на измерении ЭДС, индуцируемой в потоке электропроводной жидкости, пересекающей при своем движении магнитное поле.

а) счетчики количества

б) расходомеры обтекания

в) электромагнитные (индукционные) расходомеры

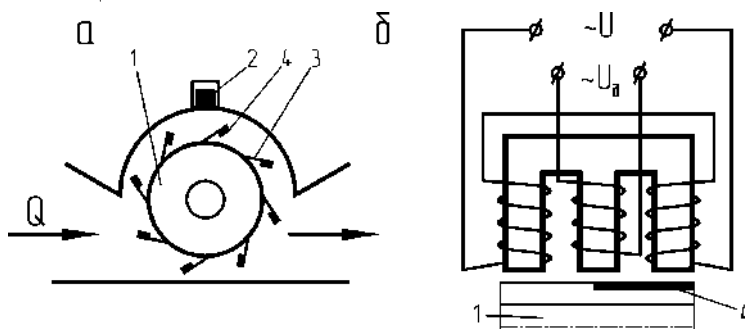
37. Какой прибор используют для измерения и непрерывной записи активной или реактивной мощности в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц без нулевого провода с неравномерной нагрузкой фаз.

а) счетчики количества

б) самопишущий ваттметр

в) электромагнитные (индукционные) расходомеры

38. Устройство, предназначенное для измерения и регистрации дебита скважин при откачках насосами с выдачей непрерывного потока жидкости. Оно включает датчик с индуктивным преобразователем, измерительный пульт и самописец.



а) дебитомер ТД-ТПУ

б) скважинный датчик

в) комплексная аппаратура СДУ-ТПУ

39. Как называют аппаратуру предназначенную для измерения и регистрации дебита и уровня воды в одиночных гидрогеологических скважинах и скважинах на воду при откачках погружными насосами с электроприводом или эрлифтной установкой, для измерения и регистрации уровня воды в центральной (возмущающей) скважине и уровней в наблюдательных скважинах (до девяти) при проведении гидрогеологических исследований.

а) дебитомер ТД-ТПУ

б) скважинный датчик

в) комплексная аппаратура СДУ-ТПУ

40. Какие устройства 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).

а) уровнемеры

б) скважинные расходомеры

в) датчики

41. По какому признаку приведена классификация уровнемеров?

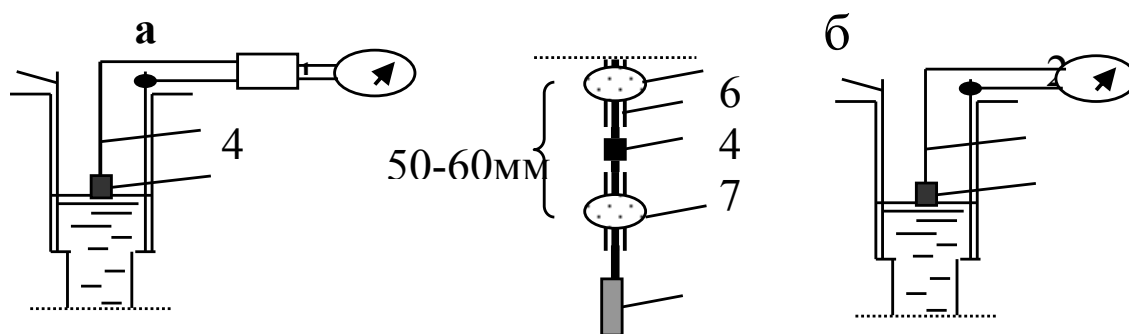
- механические (поплавковые),
- гидростатические (действие столба жидкости на заглубленный манометрический преобразователь),
- пьезоэлектрические (работающие по принципу измерения давления воздуха, вдуваемого под слой жидкости),
- акустические (время прохождения ультразвуковых волн до зеркала воды или в слое воды),
- электрические (емкостные, электрического сопротивления),
- гидродинамические, радиоактивные, фотоэлектрические, объемные, тепловые.

а) по виду предоставляемой информации

б) по виду чувствительного элемента

в) по принципу действия

42. Какое устройство представлено на рисунке?



а) уровнемер

б) скважинный расходомер

в) датчик

43. Какое устройство предназначено для исследования поглощающих горизонтов разведочных скважин при бурении с промывкой водой и глинистыми растворами. Оно позволяет определить мощность и глубину залегания поглощающих или водопроявляющих горизонтов, интенсивность поглощения или водопритока дифференцированно по всей мощности горизонта, направление и интенсивность перетоков между водопроявляющими горизонтами.

а) уровнемер

б) скважинный расходомер

в) датчик

44. Какое устройство предназначено для обнаружения усталостных трещин на высаженных концах бурильных труб геологоразведочного сортамента без разборки резьбовых соединений в полевых условиях во время СПО и на стеллажах. Оно обнаруживает трещины глубиной 0,5 мм и более, развивающиеся как с внешней, так и с внутренней поверхности трубы.

а) уровнемер

б) скважинный расходомер

в) дефектоскоп

45. Устройство, предназначенное 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.

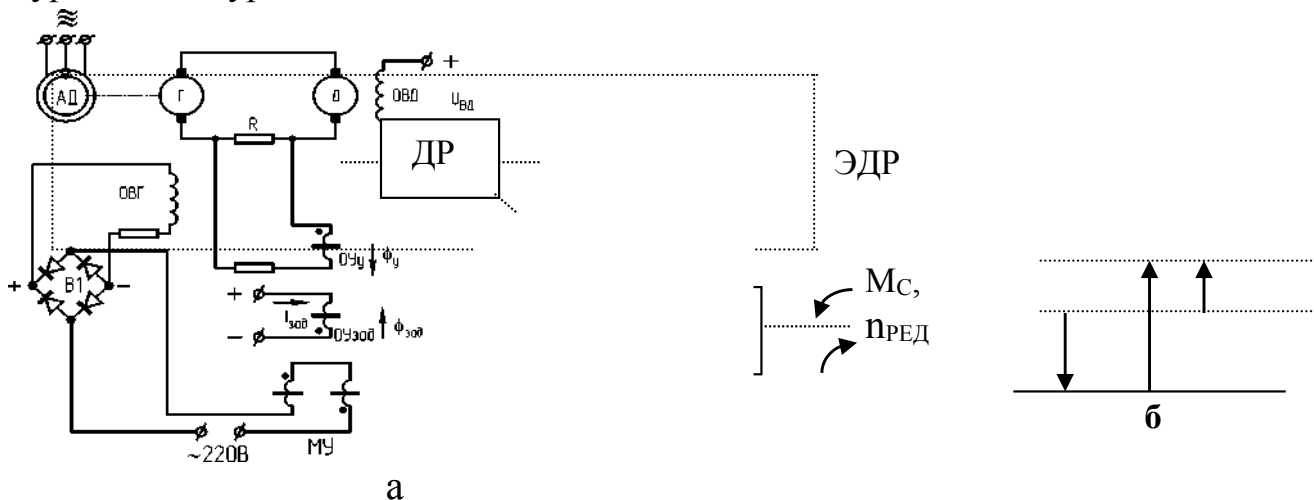
- а) уровнемер
- б) аппаратура Т-1
- в) дефектоскоп

46. Какое устройство, предназначено 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.

- а) детектор износа бурильных труб
- б) аппаратура Т-1
- в) дефектоскоп

47. Схема какого устройства представлена на рисунке?

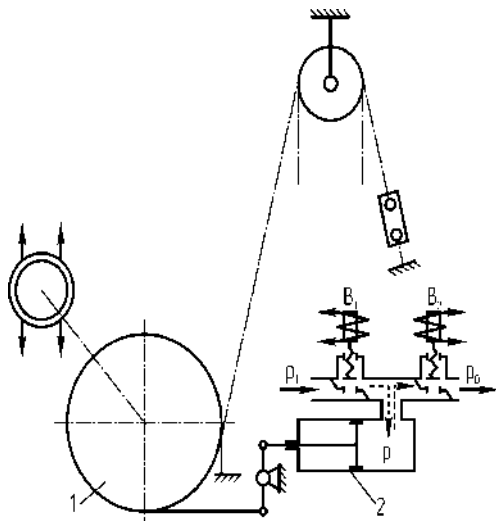
- а) детектор износа бурильных труб
- б) упрощенная принципиальная схема регулятора АВЭ-1
- в) упрощенная схема бурового автоматического регулятора для турбинного бурения



48. В каком устройстве 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. Реверс осуществляется путем переброски двух фаз силовой цепи двигателя ДП (регулятор активного типа).

- а) электромашинные БАР с исполнительным двигателем переменного тока
- б) фрикционные буровые автоматические регуляторы подачи инструмента
- в) гидравлические регуляторы подачи инструмента

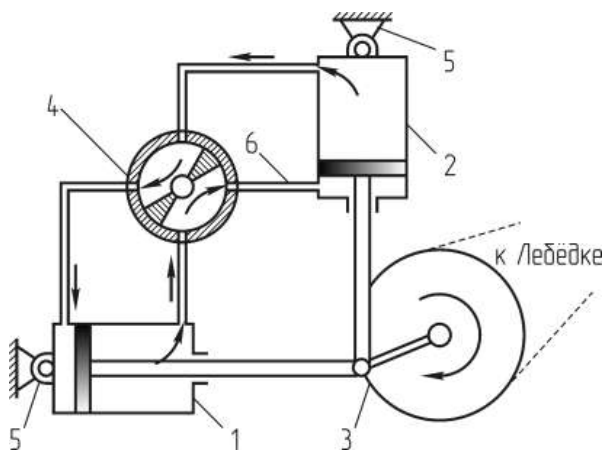
49. Схема, какого устройства представлена на рисунке?



- а) электромашинные БАР с исполнительным двигателем переменного тока
- б) фрикционные буровые автоматические регуляторы подачи инструмента
- в) гидравлические регуляторы подачи инструмента

50. Схема, какого устройства представлена на рисунке?

- а) электромашинные БАР с исполнительным двигателем переменного тока
- б) фрикционные буровые автоматические регуляторы подачи инструмента
- в) гидравлические регуляторы подачи инструмента



51. Назначение автоматизированной установки типа «Спутник - А»?

- а) измерение дебита скважин
- б) измерения давления в скважинах
- в) измерения обводнения скважин

52. На принципиальной схеме установки типа «Спутник - А» (рисунок 1) цифрами 3, 4 обозначены?

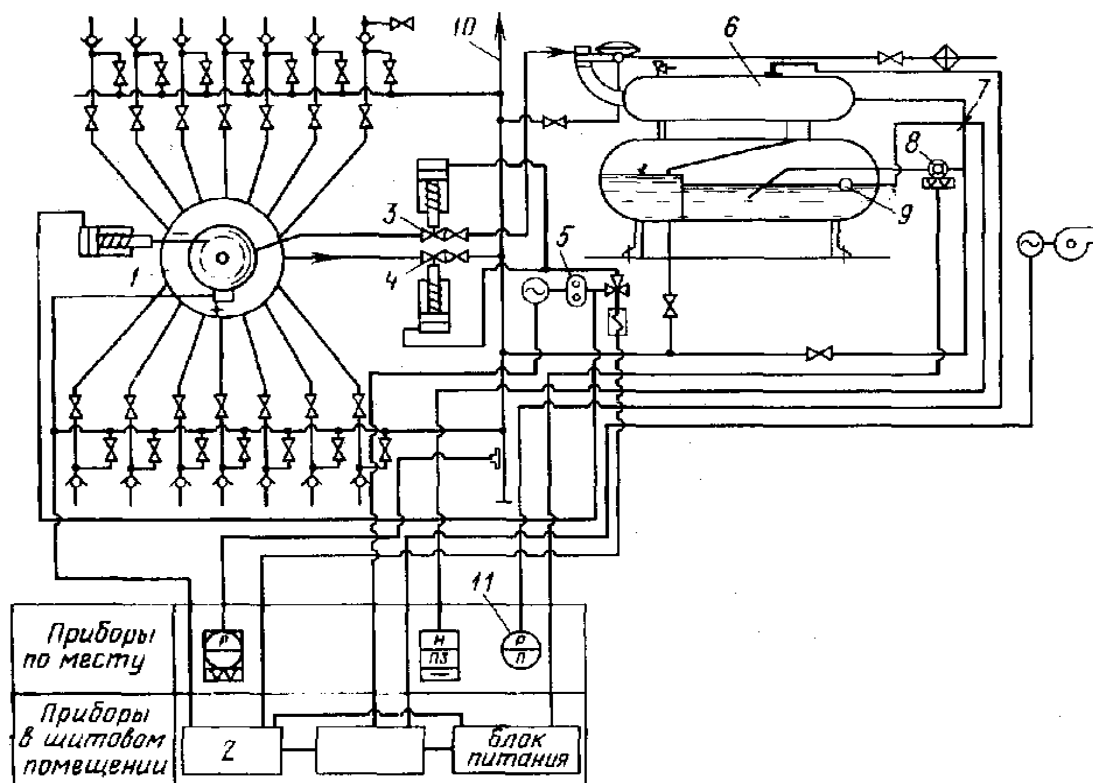


Рисунок 1

- а) переключатели
- б) отсекатели
- в) сепараторы

53. На принципиальной схеме установки типа «Спутник - А» (Рисунок 1) цифрой 5 обозначен?

- а) электрогидравлический привод
- б) отсекатель
- в) сепаратор

54. На принципиальной схеме установки типа «Спутник - А» (Рисунок 1) цифрой 6 обозначен?

- а) электрогидравлический привод
- б) отсекатель
- в) сепаратор

55. На принципиальной схеме установки типа «Спутник - А» (Рисунок 1) цифрой 2 обозначен?

- а) электрогидравлический привод
- б) сепаратор
- в) блок управления

56. На блок-схеме групповой измерительной установки ГЗУ ВМР (Рисунок2) цифрой I обозначен?

- а) блок вторичных приборов аппаратуры
- б) технологический блок

57. На блок-схеме групповой измерительной установки ГЗУ ВМР (Рисунок 2) цифрой II обозначен?

- а) блок вторичных приборов аппаратуры
- б) технологический блок

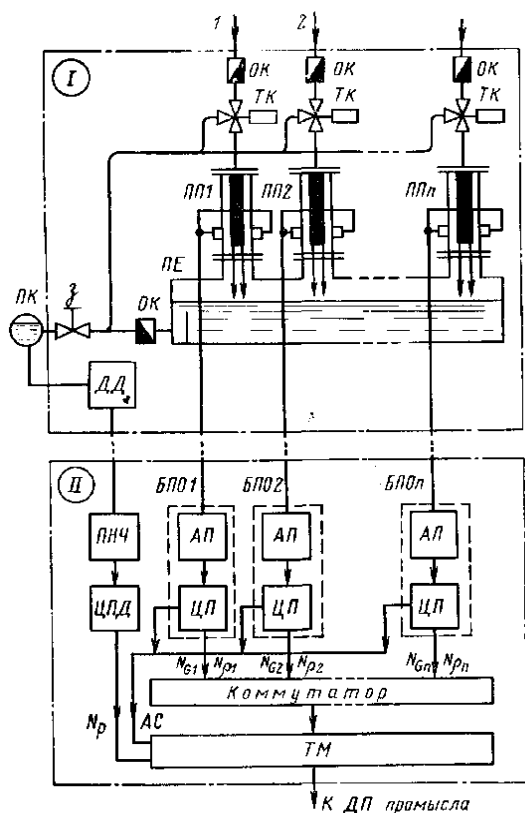


Рисунок 2

58. На схеме контроля и автоматизации сепарационной установки (Рисунок 3) гидроциклоническая головка обозначена цифрой?

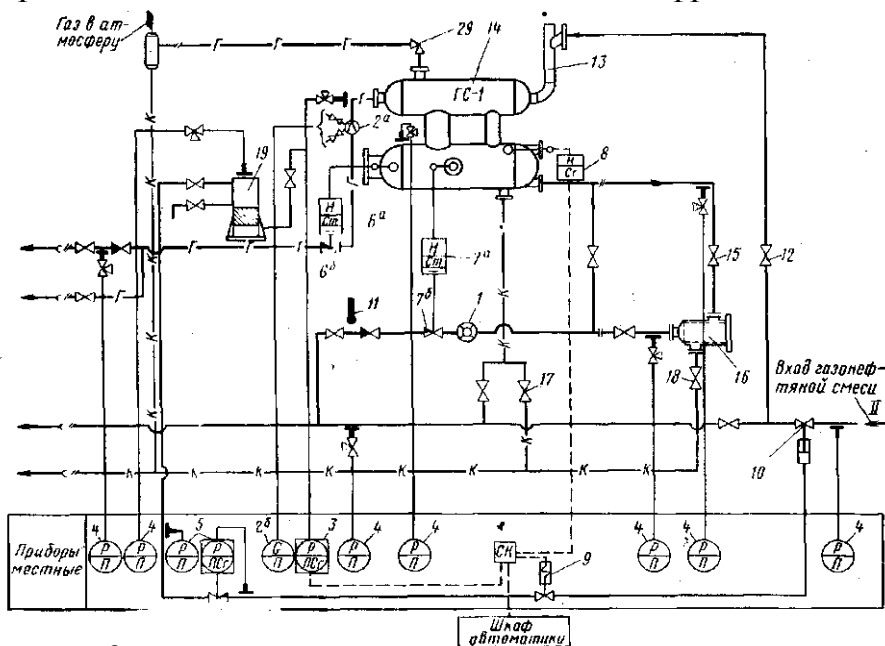


Рисунок 3

- а) 12
- б) 13
- в) 14

59. На схеме контроля и автоматизации сепарационной установки (Рисунок 3) осушитель газа обозначен цифрой?

- а) 12
- б) 19
- в) 14

60. На схеме контроля и автоматизации сепарационной установки (Рисунок 3)управляющая задвижка обозначена цифрой?

- а) 13
- б) 19
- в) 14

61. На схеме контроля и автоматизации сепарационной установки (Рисунок 3) цифрой 1 обозначен?

- а) турбинный счетчик
- б) задвижка
- в) фильтр

62. На схеме контроля и автоматизации сепарационной установки (Рисунок 3) цифрой 16 обозначен?

- а) турбинный счетчик
- б) задвижка
- в) фильтр

63. На схеме автоматизированной сепарационной установки с насосной откачкой (Рисунок 4) цифрой 1 обозначен?

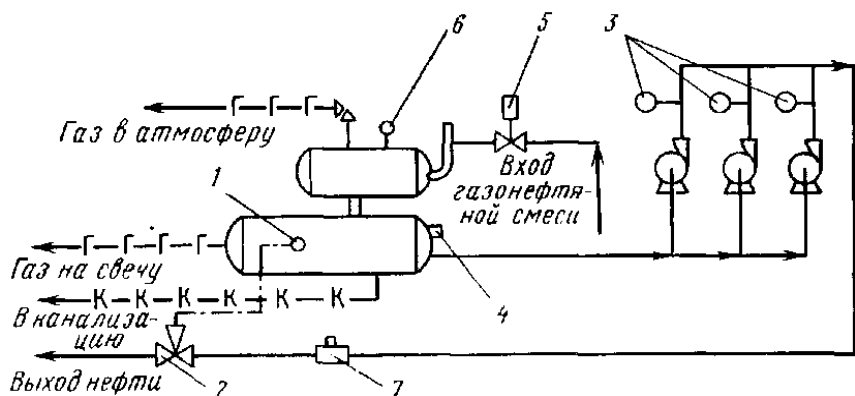


Рисунок 4

- а) механический регулятор уровня
- б) сепаратор
- в) датчик предельного уровня

64. На схеме автоматизированной сепарационной установки с насосной откачкой (Рисунок 4) цифрой 4 обозначен?

- а) механический регулятор уровня
- б) сепаратор
- в) датчик предельного уровня

65. На схеме автоматизированной сепарационной установки с насосной откачкой (Рисунок 4) цифрой 7 обозначен?

- а) механический регулятор уровня
- б) турбинный счетчик
- в) датчик предельного уровня

-
- The diagram shows a gas-oil separator system with the following components and flow paths:
- Gas Outlet:** Labeled "Газ в атмосферу" (Gas to atmosphere) at the top left.
 - Gas to Sewer:** Labeled "Газ в канализацию" (Gas to sewer) at the bottom left.
 - Oil Outlet:** Labeled "Нефть" (Oil) at the bottom left.
 - Gas-Oil Mixture Outlet:** Labeled "Газо-нефтяная смесь" (Gas-oil mixture) on the right side.
 - Components:**
 - 1: Gas inlet valve.
 - 2: Main separator body.
 - 3: Gas outlet valve.
 - 4: Gas outlet pipe.
 - 5: Gas outlet filter.
 - 6: Gas outlet pressure gauge.
 - 7: Gas outlet pressure gauge.
 - 8: Gas outlet pressure gauge.
 - 9: Gas outlet pressure gauge.
 - 10: Gas outlet pressure gauge.
 - 11: Gas outlet pressure gauge.
 - 12: Gas outlet pressure gauge.
 - 13: Gas outlet pressure gauge.
 - 14: Gas outlet pressure gauge.
 - 15: Gas outlet pressure gauge.
 - 16: Gas outlet pressure gauge.
 - 17: Gas outlet pressure gauge.
 - 18: Gas outlet pressure gauge.
 - 19: Gas outlet pressure gauge.
 - 20: Gas outlet pressure gauge.

- а) отстойники грубой очистки газа
- б) отстойники тонкой очистки газа
- в) исполнительный механизм

71. На схеме автоматизированной концевой блочной сепарационной установки (Рисунок 5) цифрой 3 обозначены?

- а) отстойники грубой очистки газа
- б) отстойники тонкой очистки газа
- в) исполнительный механизм

72. На схеме автоматизированной концевой блочной сепарационной установки (Рисунок 5) цифрой 17 обозначены?

- а) отстойники грубой очистки газа
- б) отстойники тонкой очистки газа
- в) исполнительный механизм

73. На схеме автоматизированной концевой блочной сепарационной установки (Рисунок 5) механический регулятор обозначен цифрой?

- а) 12
- б) 19
- в) 5

74. На схеме автоматизированной блочной установки для сепарации и предварительного обезвоживания нефти (Рисунок 6) цифрой 2 обозначено?

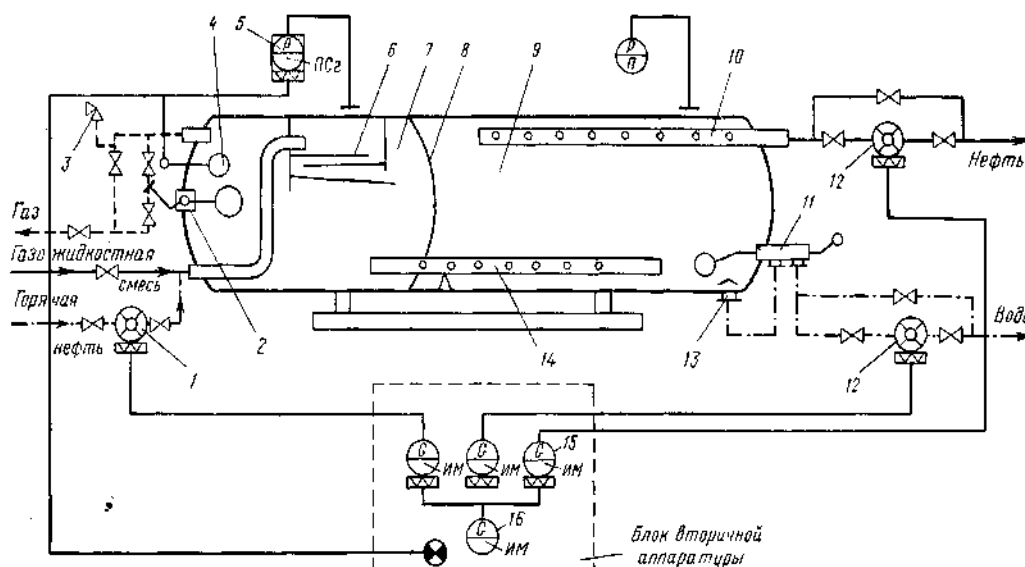


Рисунок 6

- а) манометр
- б) расходомер
- в) регулятор

75. На схеме автоматизированной блочной установки для сепарации и предварительного обезвоживания нефти (Рисунок 6) цифрой 5 обозначено?

- а) манометр
- б) расходомер
- в) регулятор

76. На схеме автоматизированной блочной установки для сепарации и предварительного обезвоживания нефти (Рисунок 6) цифрой 3 обозначено?

- а) манометр
- б) расходомер
- в) предохранительный клапан

77. На схеме автоматизированной блочной установки для сепарации и предварительного обезвоживания нефти (Рисунок 6) регулятор обозначен цифрой?

- а) 2
- б) 4
- в) 5

78. На схеме автоматизированной блочной установки для сепарации и предварительного обезвоживания нефти (Рисунок 6) электроконтактный манометр обозначен цифрой?

- а) 2
- б) 4
- в) 5

80. В схеме автоматизированной блочной дожимной насосной станции (Рисунок 7) камерная диафрагма обозначена цифрой?

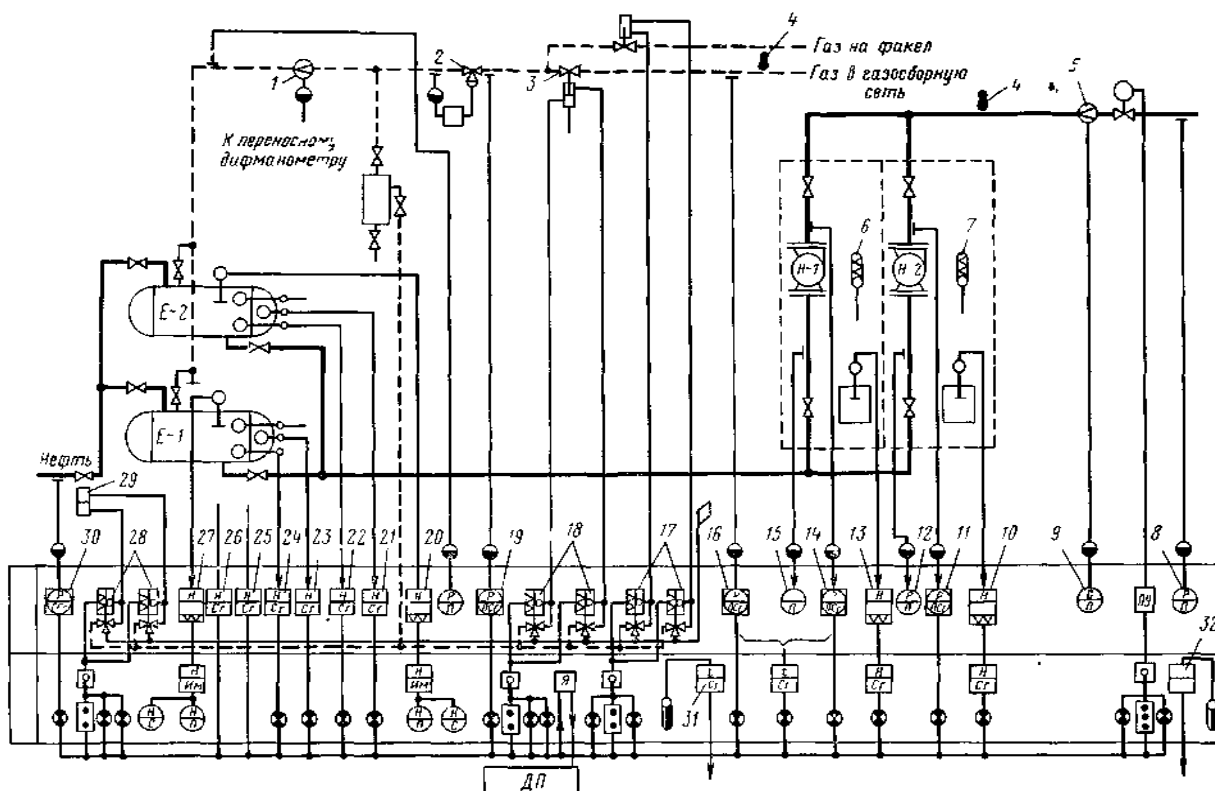


Рисунок 7

- а) 1
- б) 3
- в) 4

81. В схеме автоматизированной блочной дожимной насосной станции (Рисунок 7) регулятор давления прямого действия обозначен цифрой?

- а) 2
- б) 3
- в) 4

82. В схеме автоматизированной блочной дожимной насосной станции (Рисунок 7) поплавковый датчик уровня обозначен цифрой?

- а) 2
- б) 10
- в) 4

83. Какие устройства используют для избегания запотевания обмоток электродвигателей при остановках в насосных помещениях?

- а) нагреватели
- б) сепараторы
- в) осушители

84. Какие устройства обеспечивают автоматическую откачку нефти при ее утечке в емкостях для сбора нефти?

- а) сепараторы
- б) поплавковые датчики
- в) поплавковые предохранители

85. При помощи каких устройств производится автоматическое отключение насосов ДНС при аварийном снижении давления в напорном трубопроводе?

- а) электроконтактные манометры
- б) поплавковые датчики
- в) электромагнитные регуляторы

86. Схема, какого процесса приведена на рисунке 8?

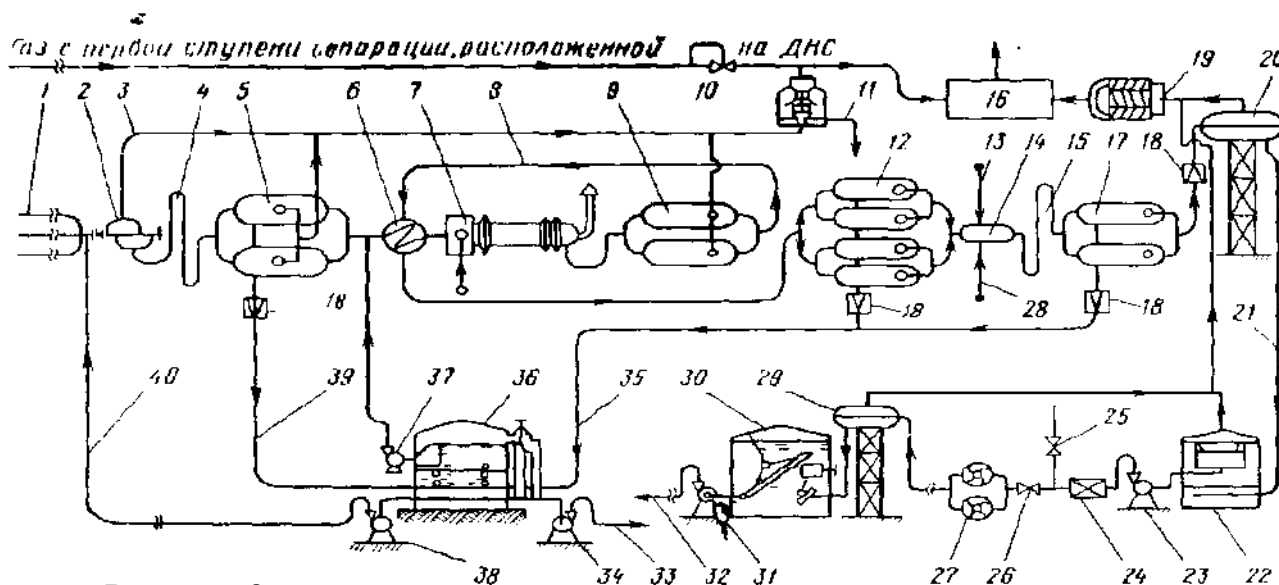


Рисунок 8

- а) схема установки подготовки нефти и воды
- б) схема установки подготовки газа и воды
- в) схема установки подготовки воды

87. Укажите блок (Рисунок 8), на котором происходит предварительный нагрев обводненной нефти горячей смесью?

- а) 7
- б) 12
- в) 28

88. На каких участках схемы (Рисунок 8), в нефтяную смесь вводят поверхностно-активные вещества (ПАВ)?

- а) 40,28
- б) 39, 28
- в) 40,13

89. Укажите блок схемы (Рисунок 8), на котором процесс обезвоживания практически заканчивается?

- а) 17
- б) 12
- в) 20

90. Укажите блок схемы (Рисунок 8), на котором происходит процесс обессоливания нефти?

- а) 17
- б) 14
- в) 20

91. Укажите блок схемы (Рисунок 8), на котором осуществляется автоматизированный учета качества товарной нефти?

- а) 27
- б) 24
- в) 20

92. На схеме автоматизированной блочной установки для очистки сточных вод (Рисунок 9) цифрой 1 обозначен?

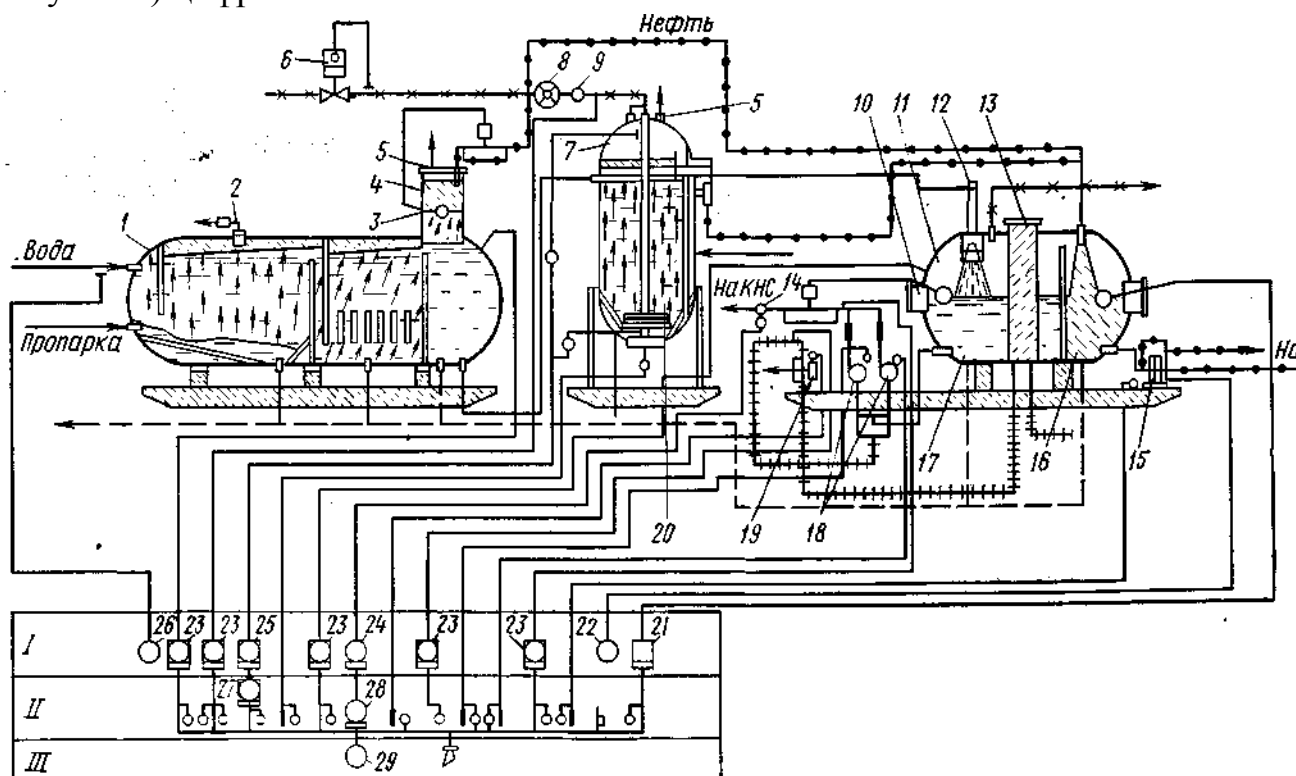


Рисунок 9

- а) напорный отстойник
- б) импеллерный флотатор
- в) сепаратор

93. На схеме автоматизированной блочной установки для очистки сточных вод (Рисунок 9) цифрой 7 обозначен?
- а) напорный отстойник
 - б) импеллерный флотатор
 - в) сепаратор
94. На схеме автоматизированной блочной установки для очистки сточных вод (Рисунок 9) цифрой 1 обозначен?
- а) напорный отстойник
 - б) импеллерный флотатор
 - в) сепаратор
95. В каком блоке автоматизированной блочной установки для очистки сточных вод (Рисунок 9) происходит очистка сточных вод от нефтепродуктов и механических примесей?
- а) 1
 - б) 7
 - в) 11
96. В каком блоке автоматизированной блочной установки для очистки сточных вод (Рисунок 9) происходит последняя ступень обработки воды?
- а) 11
 - б) 7
 - в) 1
97. В каком блоке автоматизированной блочной установки для очистки сточных вод происходит очистка сточных вод от нефтепродуктов и механических примесей?
- а) 1
 - б) 7
 - в) 11
98. В каком блоке автоматизированной блочной установки для очистки сточных вод (Рисунок 9) скапливается уловленная нефть?
- а) 16
 - б) 7
 - в) 1
99. В каком блоке автоматизированной блочной установки для очистки сточных вод (Рисунок 9) взвешенные частицы эмульгированной в воде нефти собираются в виде пены?
- а) 16
 - б) 7
 - в) 1

100. На схеме автоматизированной водозаборной станции (Рисунок 10) цифрой 1 обозначен?

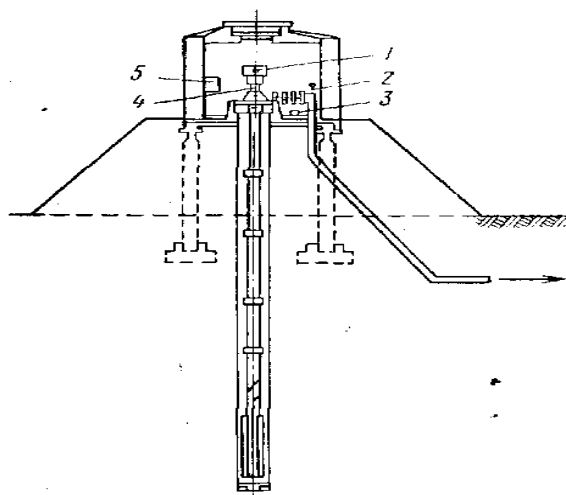


Рисунок 10

- а) термоматрон в подшипнике двигателя
- б) термоматрон в обмотке статор
- в) электроконтактный манометр
- г) датчик утечки
- д) блок местной автоматики

101. На схеме автоматизированной водозаборной станции (Рисунок 10) цифрой 2 обозначен?

- а) термоматрон в подшипнике двигателя
- б) термоматрон в обмотке статор
- в) электроконтактный манометр
- г) датчик утечки
- д) блок местной автоматики

102. На технологической схеме блочной кустовой насосной станции (Рисунок 11) цифрой 2 обозначены?

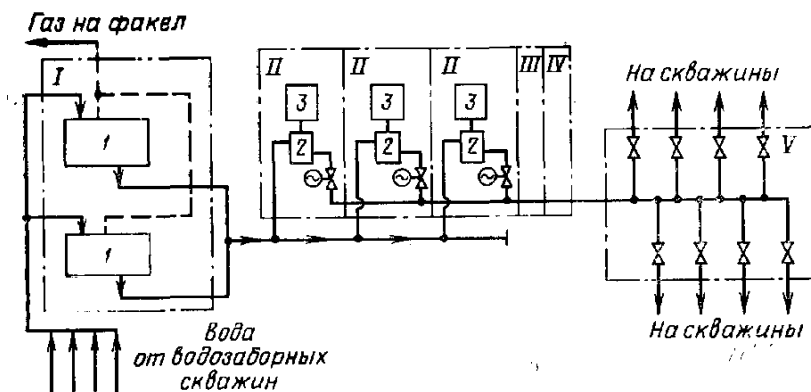


Рисунок 11

- а) блок насосов
- б) сепарационно-буферный блок
- в) блок управления электродвигателями
- г) распределительные устройства

103. На технологической схеме блочной кустовой насосной станции (Рисунок 11) цифрой 3 обозначены?

- а) блок насосов
- б) сепарационно-буферный блок
- в) блок управления электродвигателями
- г) распределительные устройства

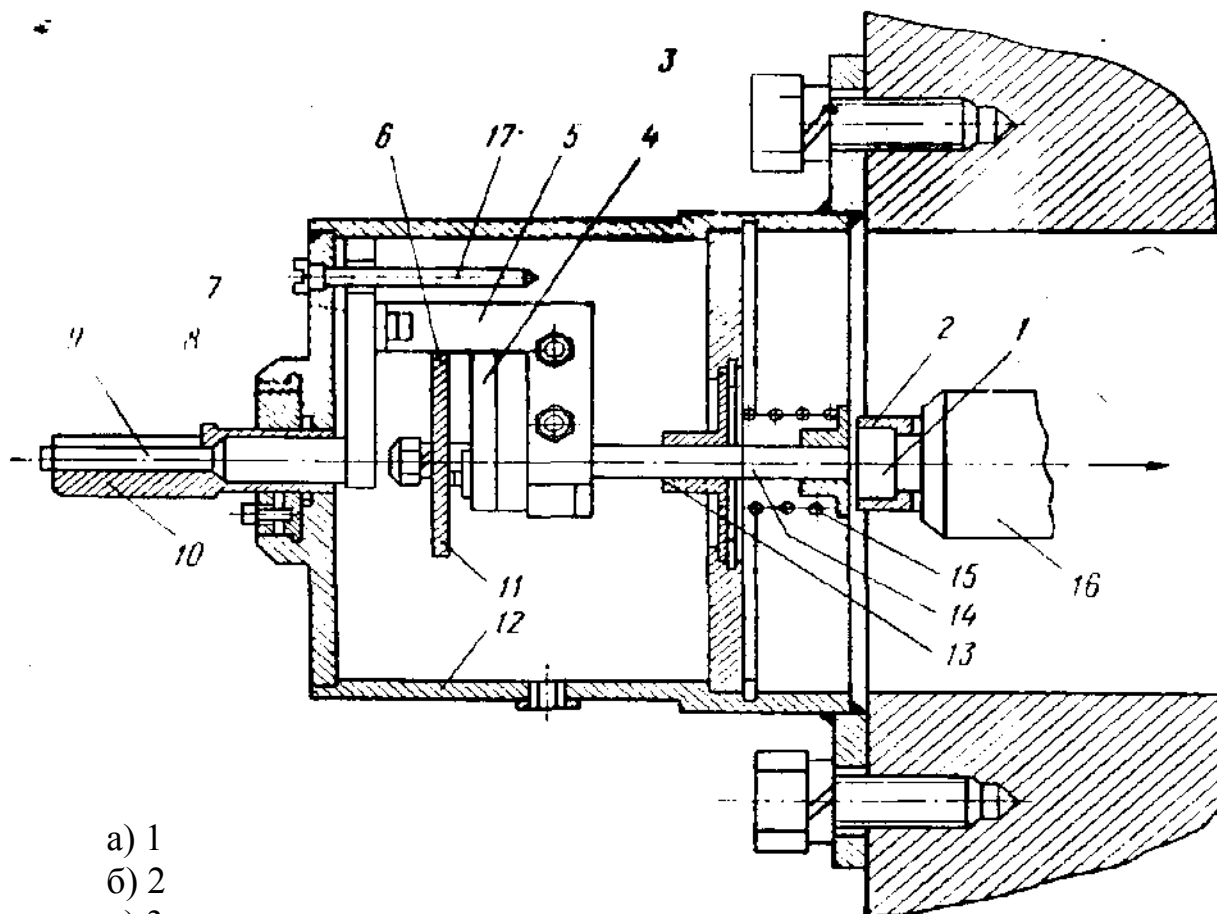
104. На технологической схеме блочной кустовой насосной станции (Рисунок 11) цифрой 4 обозначены?

- а) блок насосов
- б) сепарационно-буферный блок
- в) блок управления электродвигателями
- г) распределительные устройства

105. Какой блок в технологической схеме блочной кустовой насосной станции (Рисунок 11) предназначен для сепарации содержащихся в воде газов и удаления механических примесей?

- а) 1
- б) 2
- в) 3
- г) 4

106. На рисунке датчика осевого смещения подшипник обозначен цифрой?



- а) 1
- б) 2
- в) 3
- д) 4

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вольгемут Э.А., Исаченко В.Х., Котляр О.М. и др. Устройства подачи долота для бурения нефтяных и газовых скважин.-М.:Недра,1969.-234 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. Иванов А.А. Теория автоматического управления и регулирования: Учебное пособие.- М.: Недра, 1970.- 352 с.
6. Исакович Р.Я. Технологические измерения и приборы.-М.: Недра, 1970.- 488 с.
7. Исакович Р.Я.,Логинов В.И.,Попадько В.Е. Автоматизация производственных процессов в нефтяной и газовой промышленности.-М.: Недра, 1983.-424 с.
8. Исакович Р.Я., Попадько В.Е. Контроль и автоматизация добычи нефти и газа.- М.: Недра, 1985.- 352 с.
9. Кацман М.М., Юферов Ф.М. Электрические машины автоматических систем.- М.: Высшая школа, 1969.- 328 с.
10. Мальцев А.В., Дюков Л.М. Приборы и средства контроля процессов бурения: Справочное пособие.- М.: Недра, 1989.- 253 с.
11. Парфенов А.Н. Автоматизированный электропривод в нефтяной промышленности: Учебное пособие для вузов.-М.:Недра, 1982.-224 с.
12. Петров А.И. Глубинные приборы для исследования скважин.- М.: Недра, 1980.-224 с.
13. Погарский А.А. Автоматизация процесса бурения глубоких скважин.- М.: Недра, 1972.-216 с.
14. Погарский А.А., Чефранов К.А., Шишкин О.П. Оптимизация процессов глубокого бурения.- М., Недра, 1981.- 296 с.
15. Стародуб К.Я., Михайлов Н.Н. Синхронные передачи и следящие системы.- М.: Машиностроение, 1971.- 280 с.
16. Субботин С.С., Михайленко В.И. Дефектоскопия нефтяного оборудования и инструмента при эксплуатации.- М.:Недра,1981.-213 с.
17. Туричин А.А. и др. Электрические измерения неэлектрических величин.- Л.: Энергия, 1975.- 576 с.

18. Храменков В.Г. Контроль и автоматизация технологических процессов при бурении геологоразведочных, нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие.– Томск: Изд-во ТПУ, 2004.– 301 с.
19. Храменков В.Г. Контрольно-измерительная аппаратура в бурении скважин: Лабораторный практикум.– Томск: Изд-во ТПУ, 2006.– 223 с.

Интернет-ресурсы

20. Храменков В.Г. Автоматизация производственных процессов: учебник. – Изд-во: ТПУ (Томский Политехнический Университет), 2011. – 343. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: - Educon.tsogu.ru:8081/blocks/proxy/browse.php?u=http%3A%2F%2Fe.lanbook.com (дата обращения: 20.02.2018).
21. Храменков В.Г. Автоматизация управления технологическими процессами бурения нефтегазовых скважин : учебное пособие– Изд-во: ТПУ (Томский Политехнический Университет), 2012. - 416 с. - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: Educon.tsogu.ru:8081/blocks/proxy/browse.php?u=http%3A%2F%2Fe.lanbook.com (дата обращения: 20.02.2018).
22. Волчкевич Л.И. Автоматизация производственных процессов: Учебное пособие. – Изд-во “Машиностроение”, 2007. – 380с. -[Электронный ресурс]. – Режим доступа: Educon.tsogu.ru:8081/blocks/proxy/browse.php?u=http%3A%2F%2Fe.lanbook.com(дата обращения: 20.02.2018).
23. Сосин О.М. Основы автоматизации технологических процессов и производств, - Электронный ресурс, Тип файла: DJVU Год издания: 2007. - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://techliter.ru/load/uchebniki_posoby_a_lekcii/avtomatizacija_proizvodstvennykh_processov (дата обращения: 20.02.2018).
- 24 Хомченко В.В. Федотов А.В. Автоматизация технологических процессов и производств: учебное пособие. – 2005. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: - http://techliter.ru/load/uchebniki_posoby_a_lekcii/avtomatizacija_proizvodstvennykh_processov (дата обращения: 20.02.2018).

Учебное издание

Горшкова Оксана Олеговна

ОСНОВЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

В авторской редакции

Издательство не несет ответственности за опубликованные материалы.

Все материалы отображают персональную позицию авторов.

Мнение Издательства может не совпадать с мнением авторов

Подписано в печать 20.03.2018 г. Формат 60x84/16.

Усл. печ. л. 11,33. Тираж 500.



АГЕНТСТВО МЕЖДУНАРОДНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

**Отпечатано в редакционно-издательском отделе
АГЕНТСТВА МЕЖДУНАРОДНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
453000, г. Стерлитамак, ул. С. Щедрина 1г.**

<http://ami.im>

e-mail: info@ami.im

+7 347 29 88 999