



«Развитие инновационных профессиональных компетенций в новой среде обучения - виртуальной среде профессиональной деятельности»

Е. Б. Андреев
А. И. Ключников
А. В. Кротов
В. Е. Попадько
И. Я. Шарова

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

Под редакцией профессора В. Е. Попадько

*Допущено Учебно-методическим объединением вузов
Российской Федерации по нефтегазовому образованию
в качестве учебного пособия для студентов
высших учебных заведений, обучающихся по специальности
130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений» направления подготовки
дипломированных специалистов 130500
«Нефтегазовое дело»*



МОСКВА
НЕДРА
2008

УДК 658.52.011 56:/622.276+622.279/(075)

ББК 32.965

А66

Рецензенты:

зав. кафедрой автоматизации производственных процессов Уфимского ГНТУ,
кандидат технических наук, профессор *В.В. Сафинов*,
генеральный директор НПА Вира Реалтайм,
кандидат технических наук *В.Б. Гармаш*

**Андреев Е.Б., Ключников А.И., Кротов А.В.,
Попадько В.Е., Шарова И.Я.**

А66

Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа: Учебное пособие для вузов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. - 399 с: ил.

ISBN 978-5-8365-0316-1

Учебное пособие состоит из двух частей. В первой части приведены классификация погрешностей измерений, их математические модели и методы обработки результатов измерений. Рассмотрены методы и приборы для измерения температуры, давления, расхода, уровня, а также влажности сырой нефти и природного газа. Приведены схемы подключения датчиков к программируемым логическим контроллерам (ПЛК). Рассмотрены основные понятия теории автоматического регулирования. Приведены методики расчёта параметров настройки автоматических регуляторов и расчёта исполнительных устройств.

Во второй части пособия рассмотрены принципы построения и основные технические характеристики ПЛК, наиболее распространенных в нефтегазовой отрасли. Даны общие сведения о SCADA-системах и DCS-системах. Приведены функциональные схемы автоматизации основных технологических объектов добычи и подготовки нефти и природного газа, а также схемы комплексов технических средств систем управления технологическими процессами добычи и подготовки нефти и природного газа.

Для студентов нефтегазовых специальностей, изучающих дисциплину «Основы автоматизации производственных процессов».

Данное издание является собственностью РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и его воспроизводство (воспроизведение) любыми способами без согласия университета запрещается.

ISBN 978-5-8365-0316-1

© Андреев Е.Б., Ключников А.И., Кротов А.В., Попадько В.Е., Шарова И.Я., 2008

© Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина

© Голубев В.С., оформление серии, 2008

© Оформление.

ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008

ОГЛАВЛЕНИЕ

Принятые сокращения.....	7
Введение.....	И
Часть 1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ И АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА.....	15
Глава 1. Погрешности измерений.....	15
1.1. Основные термины и определения.....	15
1.2. Классификация погрешностей измерений.....	19
1.3. Математические модели погрешностей.....	23
1.4. Типовые законы распределения погрешностей.....	28
Глава 2. Методы обработки результатов измерения.....	33
2.1. Точечные оценки истинного значения и среднего квадратического отклонения.....	33
2.2. Расчёт погрешностей измерения.....	38
2.3. Погрешности прямых и косвенных измерений.....	43
2.4. Округление результатов измерений.....	47
2.5. Классы точности средств измерения.....	48
Глава 3. Методы и приборы для измерения температуры.....	51
3.1. Классификация приборов для измерения температуры.....	51
3.2. Манометрические термометры.....	52
3.3. Термомпары.....	54
3.4. Термометры сопротивления.....	60
Глава 4. Приборы для измерения давления.....	68
4.1. Классификация приборов для измерения давления.....	68
4.2. Манометры с трубчатой пружиной.....	69
4.3. Мембранные манометры.....	70
4.4. Сильфонный манометр.....	73
4.5. Промышленный датчик давления.....	74
Глава 5. Методы и приборы для измерения расхода.....	75
5.1. Расходомеры переменного перепада давления.....	76
5.2. Тахометрические (турбинные) расходомеры.....	79
5.3. Ультразвуковые расходомеры.....	81
5.4. Электромагнитные расходомеры.....	87
5.5. Вихревые расходомеры.....	89
5.6. Корiolисовы расходомеры.....	91
Глава 6. Методы и приборы для измерения уровня.....	95
6.1. Классификация уровнемеров.....	95
6.2. Механический поплавковый уровнемер.....	96
6.3. Буйковый уровнемер.....	96
6.4. Гидростатический уровнемер.....	
6.5. Ультразвуковой уровнемер.....	
6.6. Радарный уровнемер.....	100
Глава 7. Поточные влагомеры.....	103
7.1. Измерение влагосодержания природного газа.....	103

7.2. Измеритель температуры точки росы.....	104
7.3. Методы определения влагосодержания нефти.....	} «'
7.4. Влагомер сырой нефти.....	
Глава 8. Аналоговые каналы связи. Схемы подключения датчиков с аналоговым выходным сигналом к контроллерам.....	J I J
8.1. Датчики с двухпроводной токовой линией связи.....	113
8.2. Датчики для невзрывоопасной зоны.....	115
8.3. Датчики для взрывоопасной зоны. Барьеры безопасности.....	116
8.4. Интеллектуальные датчики.....	120
Глава 9. Основные понятия теории автоматического управления.....	124
9.1. Принцип действия и классификация систем автоматического управления.....	124
9.2. Структурная схема САР.....	129
9.3. Статические и динамические характеристики элементов САР.....	132
Глава 10. Устойчивость и качество САР.....	134
10.1. Типовые динамические звенья.....	134
10.2. Статика и динамика САР.....	141
10.3. Понятие устойчивости и показатели качества САР.....	146
Глава 11. Расчёт параметров настройки регуляторов.....	150
11.1. Свойства объектов регулирования.....	150
11.2. Законы регулирования.....	154
11.3. Влияние параметров настройки регулятора на показатели качества регулирования.....	157
11.4. Выбор типа автоматического регулятора и определение параметров его настройки.....	160
Глава 12. Расчёт и выбор исполнительных устройств САР.....	163
12.1. Основные технические характеристики исполнительных устройств САР.....	163
12.2. Конструкции регулирующих органов исполнительных устройств..	166
12.3. Порядок расчёта и выбора исполнительных устройств.....	169
ЧАСТЬ 2. СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА.....	170
Глава 13. Назначение и основные технические характеристики программируемых логических контроллеров (ПЛК).....	170
13.1. Основные функции ПЛК.....	170
13.2. Принципы построения.....	175
13.3. Характеристика процессора.....	180
13.4. Характеристика каналов ввода/вывода.....	182
13.5. Коммуникационные возможности контроллеров.....	186
13.6. Эксплуатационные характеристики.....	191
Глава 14. Промышленные ПЛК.....	194
14.1. Телемеханические контроллеры фирм Bristol Babcock, Control Microsystems, Motorola.....	194
14.2. Общепромышленные контроллеры фирм Allen-Bradley, GE Fanuc, Siemens.....	207
14.3. Противоаварийные контроллеры Tricon.....	219
Глава 15. Программирование ПЛК.....	224
15.1. Стандарт IEC 61131-3.....	224
15.2. Краткая характеристика стандартных языков программирования ПЛК.....	227
15.3. Алгоритм выполнения программ в ПЛК.....	231
15.4. Инструментальная среда программирования ISaGRAF.....	232

Глава 16. Общие сведения о SCADA-системах	236
16.1. Основные функции SCADA-систем.....	236
16.2. Архитектурное построение SCADA-систем.....	239
16.3. SCADA как открытая система.....	241
16.4. Организация доступа к SCADA-приложениям.....	246
16.5. Надёжность SCADA-систем.....	248
16.6. Программно-аппаратная платформа.....	250
16.7. Масштабируемость.....	252
16.8. Эксплуатационные характеристики SCADA-систем.....	252
Глава 17. Основные подсистемы SCADA-пакетов	253
17.1. Графический интерфейс.....	253
17.2. Подсистема сигнализации.....	257
17.3. Подсистема регистрации, архивирования и отображения данных в виде трендов.....	261
17.4. Встроенные языки программирования.....	263
Глава 18. DCS-системы	265
18.1. Состав и особенности построения.....	265
18.2. DCS-система I/A Series фирмы Foxboro (Invensys plc).....	266
18.3. DCS-система Delta V фирмы Emerson.....	273
Глава 19. Автоматизация технологических объектов добычи и подготов- ки нефти	282
19.1. Объекты автоматизации.....	282
19.2. Объёмы автоматизации.....	285
19.3. Условные обозначения средств автоматизации на функциональ- ных схемах.....	291
19.4. Функциональные схемы автоматизации скважин.....	296
19.5. Функциональные схемы автоматизации объектов цеха поддержа- ния пластового давления.....	299
19.6. Функциональные схемы автоматизации основных объектов цен- трального пункта сбора.....	302
Глава 20. Системы управления технологическими процессами добычи и подготовки нефти	306
20.1. Станции управления скважинами.....	306
20.2. АСУТП цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ) на базе технических средств фирмы Control Microsystems.....	311
20.3. АСУТП центрального пункта сбора (ЦПС) на базе технических средств фирмы Schneider Electric.....	318
20.4. АСУТП комплексного сборочного пункта (КСП) на базе техни- ческих средств фирмы Allen-Bradley.....	325
20.5. АСУТП цеха поддержания пластового давления (ЦППД) на базе технических средств фирмы Emerson.....	331
Глава 21. Автоматизация технологических объектов добычи и подготов- ки природного газа	336
21.1. Автоматизация газовых скважин.....	338
21.2. Автоматизация объектов абсорбционной осушки газа.....	343
21.3. Функциональные схемы автоматизации блока сепарации и блока абсорбции.....	348
21.4. Функциональные схемы автоматизации разделителя и блока ре- генерации.....	354
21.5. Автоматизация объектов установки низкотемпературной сепара- ции.....	360
21.6. Функциональная схема автоматизации первой ступени сепара- ции.....	363
21.7. Функциональная схема автоматизации низкотемпературного се- паратора.....	364

Глава 22. Системы управления технологическими процессами добычи и подготовки природного газа.....	••
22.1. Система телемеханики кустов газовых скважин на базе технических средств фирмы Bristol Babcock.....	
22.2. Система телемеханики кустов газовых скважин на базе технических средств фирмы Motorola.....	^/4
22.3. АСУТП абсорбционной установки комплексной подготовки газа на базе технических средств фирмы Siemens.....	379
22.4. АСУТП установки комплексной подготовки газа Валанжинской залежи с НТС на базе технических средств фирмы GE Fanuc.....	386
22.5. АСУТП абсорбционной установки комплексной подготовки газа Сенманской залежи на базе технических средств фирмы Foxboro (Invensys).....	392
Список литературы.....	399

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АВО	Аппараты воздушного охлаждения
АГЗУ	Автоматизированная групповая замерная установка
АР	Автоматический регулятор
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСДУ	Автоматизированная система диспетчерского управления
АСУТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
АСУЭ	Автоматизированная система управления энергоснабжения
АФУ	Антенно-фидерное устройство
БНГ	ДЗлок напорной гребенки
ВМР	Водометанольный раствор
ГДИ	Газодинамические исследования
ГЗУ	Групповая замерная установка
ГИС	Газоизмерительная станция
ГКМ	Газоконденсатное месторождение
ГП	Газовый промысел
ГПУ	Главный пункт управления
ГРП	Газораспределительный пункт
ГРС	Газораспределительная станция
ГСК	Газосборный коллектор
Д	Датчик
ДИКТ	Диафрагменный измеритель критического течения
ДК	Диспетчерский комплект
ДКС	Дожимная компрессорная станция
ДНС	Дожимная насосная станция
ДП	Диспетчерский пункт
ДТП	Дифференциально-трансформаторный преобразователь
ДЭГ	Диэтиленгликоль
ЕСГ	Единая система газоснабжения России
ЖКИ	Жидкокристаллический индикатор
ЗПА	Здание переключающей арматуры
ИБП	Источник бесперебойного питания
ИК	Инфракрасный диапазон

ИП	Измерительный преобразователь
ИТ	Информационные технологии
ИУ	Исполнительное устройство
ИУС	Информационно-управляющая система
ИУС ДУ	Информационно-управляющая система диспетчерского управления
КГС	Куст газовых скважин
КД	Концентратор данных
КИП	Контрольно-измерительные приборы
КК	Кустовой комплект
КНС	Кустовая насосная станция
КП	Контролируемый пункт
КС	Компрессорная станция
КТМ	Комплекс телемеханики
КТС	Комплекс технических средств
ЛВС	Локальная вычислительная сеть
ЛПУ	Линейно-производственное управление
МКНС	Модульная кустовая насосная станция
НГДУ	Нефтегазодобывающее управление
НДЭГ	Насыщенный диэтиленгликоль
НЗ	Нормально закрытый
НО	Нормально открытый
НСУ	Нестандартное сужающее устройство
НТС	Низкотемпературная сепарация
ОЗУ	Оперативное запоминающее устройство
ОПС	Оперативно-производственная служба
ОР	Объект регулирования
ОС	Операционная система
ОСОДУ	Отраслевая система оперативного диспетчерского управления
ОСРВ	Операционная система реального времени
ПАЗ	Противоаварийная защита
ПДС	Производственно-диспетчерская служба
ПЗУ	Постоянное запоминающее устройство
ПК	Персональный компьютер
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ПО	Программное обеспечение
ППА	Площадка переключающей аппаратуры
ПТК	Программно-технический комплекс
ПУ	Пункт управления
РБД	Реляционная база данных
РДЭГ	Регенерированный диэтиленгликоль
РСПД	Региональная сеть передачи данных
РСУ	Распределенная система управления
РУ	Расходомерный узел

САР	Система автоматического регулирования
САУ	Система автоматического управления
СКЗ	Система катодной защиты
СКО	Среднее квадратическое отклонение
СОГ	Система очистки газа
СПА	Система пожарной автоматики
СПАЗ	Система противоаварийной защиты
СППЗУ	Стираемое перепрограммируемое ПЗУ
СПХГ	Станция подземного хранения газа
СТМ	Система телемеханики
СУ	Сепарационная установка
СУБД	Система управления базой данных
СЭБ	Служебно-эксплуатационный блок
СЭО	Система экстренного останова
ТК	Технологический корпус
ТКПГ	Технологический корпус подготовки газа
ТКС	Температурный коэффициент сопротивления
ТМ	Телемеханика
ТН	Технологическая насосная
ТПГ	Термометр манометрический газовый
ТПЖ	Термометр манометрический жидкостной
ТС	Термометр сопротивления
ТСМ	Термометр сопротивления медный
ТСП	Термометр сопротивления платиновый
ТЭГ	Триэтиленгликоль
УГПУ	Уренгойское газопромысловое управление
УКПГ	Установка комплексной подготовки газа
УМГ	Управление магистрального газопровода
УОГ	Установка очистки газа
УОО	Установка обезвоживания и обессоливания
УПН	Установка подготовки нефти
УППГ	Установка предварительной подготовки газа
УПСВ	Установка предварительного сброса воды
УСО	Устройство связи с объектом
ЦДНГ	Цех добычи нефти и газа
ЦДП	Центральный диспетчерский пункт
ЦОГ	Цех очистки газа
ЦППД	Цех поддержания пластового давления
ЦП С	Центральный пункт сбора
ЦПУ	Центральное процессорное устройство
ЦРТ	Цех регенерации ТЭГа
ШГН	Штанговый глубинный насос
ЭДС	Электродвижущая сила
ЭС	Энергоснабжение
ЭСППЗУ	Электрически стираемое перепрограммируемое ПЗУ

ЭЦН	Электроцентробежный насос
AI	Аналоговый ввод
AO	Аналоговый вывод
CPU	Центральный процессор
DI	Дискретный ввод
DO	Дискретный вывод
FIU	Field Interface Unit - интерфейсный контроллер
FMCW	Frequency modulated continuous wave
HART	Highway Addressable Remote Transducer - протокол стандарта BELL 202
HMI	Human Machine Interface - человеко-машинный интерфейс
HTTP	Hyper Text Transfer Protocol - протокол передачи гипертекста
ODBC	Open Data Base Connectivity - протокол взаимодействия с открытыми базами данных
OPC	OLE for Process Control - протокол взаимодействия программно-аппаратных средств разных производителей
RAM	Оперативная память контроллера
RTU	Remote Terminal Unit - удаленное терминальное устройство
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition - диспетчерское управление и сбор данных
SQL	Structured Query Language - язык структурированных запросов
VBA	Visual Basic for Application - язык программирования высокого уровня
VDC	Напряжение постоянного тока

ВВЕДЕНИЕ

В последние 10-15 лет на предприятиях нефтяной и газовой промышленности происходят значительные изменения. О том, что технологические процессы в нефтегазовой отрасли не могут быть реализованы без автоматизации, известно всем и давно. Действительно, нужно измерять, контролировать основные технологические параметры процессов, следить за их отклонениями. Нужно иметь возможность дистанционно (из диспетчерского пункта) включать и отключать отдельные агрегаты, открывать и закрывать задвижки; обеспечивать режимы работы установок путём поддержания наиболее важных параметров на заранее рассчитанных значениях.

Реализация этих и многих других функций систем автоматизации значительно видоизменилась в результате бурного внедрения в промышленности микропроцессоров, персональных компьютеров и прикладного программного обеспечения.

Удешевление микропроцессорных устройств и расширение их функций сделало возможным построение так называемых «интеллектуальных датчиков», которые вычисляют значения косвенных параметров на основе прямых измерений по запрограммированным формулам, показывают значения измеряемых параметров на жидкокристаллических индикаторах, преобразуют измеряемый параметр в стандартный унифицированный сигнал для его передачи по каналам связи. Появились новые средства измерительной техники, такие как ультразвуковые, электромагнитные и кориолисовы расходомеры, радарные и ультразвуковые уровнемеры и т.п.

Существенным этапом в развитии систем автоматизации стало появление программируемых логических контроллеров. И если назначение первых ПЛК сводилось, в основ-

ном, к реализации функций «включить-отключить» на основе логических выражений, то в дальнейшем в ПЛК появились модули автоматического регулирования, реализующие стандартные законы регулирования. С учётом расширяющихся возможностей программирования современных ПЛК и так называемых «управляющих процессов» стало возможным создание сложных многоконтурных систем управления, теория которых была известна давно, но техническая реализация не вызывала энтузиазма из-за отсутствия технических средств.

Естественно, при появлении новой техники возникли трудности с её освоением. Нужно было суметь «запрограммировать» ПЛК в соответствии с разработанными алгоритмами. Решение было найдено в разработке специальных методов программирования, понятных широкой массе специалистов по автоматизации.

При всём многообразии новых технических средств автоматизации оператор по добыче нефти и газа наиболее тесно взаимодействует с современными пультами (панелями, станциями) управления, на мониторах которых отображаются мнемосхемы технологических процессов с указанием значений наиболее важных технологических параметров и сопровождением системами сигнализации, блокировок и защит. Создают такие экранные формы с помощью специальных программ пакетов операторского интерфейса. Каждый такой пакет состоит из двух частей: **среды разработки**, с помощью которой специалисты по автоматизации создают систему управления, и **среды исполнения**, в которой работает оператор по добыче нефти и газа. Оператор имеет возможность вмешиваться в ход технологического процесса в рамках своей ответственности в соответствии с действующими регламентами и инструкциями.

Предлагаемое читателю учебное пособие подготовлено в рамках образовательной программы «Развитие инновационных профессиональных компетенций в новой среде обучения - виртуальной среде профессиональной деятельности», реализуемой в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и имеет цель - познакомить специалиста по разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений с современным оборудованием систем

контроля и управления, которым уже оснащены многие технологические установки и комплексы нефтегазовой отрасли.

В первой части пособия рассмотрены базовые понятия систем контроля и управления технологическими процессами: методы и приборы для измерения температуры, давления расхода и уровня. Из многочисленных современных приборов для измерения параметров качества подготовки нефти и природного газа по причине ограниченного объёма пособия приведены только поточные влагомеры. Здесь же приведены схемы подключения датчиков к ПЛК и сведения о барьерах безопасности. В первых двух главах рассмотрены проблемы появления погрешностей измерений и приведены сведения о методах обработки результатов измерений.

Существенной проблемой при поддержании основных параметров технологического процесса на заданных значениях является правильный выбор параметров настройки автоматических регуляторов. Для того чтобы объяснить важность этой проблемы в пособие включены несколько тем теории автоматического регулирования. Приведены сведения по техническим характеристикам и методика расчёта исполнительных устройств.

Вторая часть пособия начинается со знакомства с принципом действия и основными техническими характеристиками ПЛК. Рассмотрены ПЛК, применяемые в системах управления технологическими процессами нефтегазовой отрасли, различных фирм. Дается представление о современных автоматизированных системах управления технологическими процессами (АСУТП), реализованных в виде SCADA-систем и DCS-систем. Приведены сведения о программных пакетах SCADA-систем.

Рассмотрены функциональные схемы автоматизации основных технологических объектов добычи и подготовки нефти от скважин до узлов учёта нефти, а также функциональные схемы автоматизации основных блоков процессов абсорбционной осушки газа и низкотемпературной сепарации.

В заключительных главах приведены примеры комплексов технических средств АСУТП основных цехов и установок нефтегазовой отрасли.

Авторы отдают себе отчет в том, что для достижения цели, поставленной в упомянутой ранее инновационной образовательной программе, изучение изложенного в учебном пособии материала должно сопровождаться лабораторными работами и практическими занятиями для знакомства с устройством современных средств автоматизации методами программирования ПЛК и пакетами операторского интерфейса.

Часть 1

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ И АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

Глава 1

ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

1.1. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Измерение - процесс получения опытным путём численного соотношения между данной физической величиной и некоторым ее значением, принятым за единицу измерения.

Результат измерения - именованное число, найденное путем измерения физической величины.

Погрешность измерения - отклонение результата измерения от истинного значения измеряемой величины.

Точность измерения - степень близости результата измерения к истинному значению измеряемой величины.

Средство измерений - техническое средство, используемое в измерительном процессе и имеющее нормированные метрологические характеристики.

Метрология - учение о мерах, наука о методах и средствах обеспечения единства измерений и способах достижения требуемой точности.

Законодательная метрология - раздел метрологии, включающий комплексы взаимосвязанных и взаимообусловленных правил, требований и норм, а также другие вопросы, нуждающиеся в регламентации со стороны государства, направленные на обеспечение единства измерений и единообразия средств измерения.

Контроль - процесс установления соответствия между состоянием объекта контроля или его свойством и заданной нормой.

Мера - средство измерений, предназначенное для воспроизведения физической величины заданного размера.

Измерительный преобразователь - средство измерений, предназначенное для выработки сигнала измерительной информации в форме, удобной для передачи, дальнейшего преобразования, обработки и хранения, но не поддающейся непосредственному восприятию наблюдателем.

Измерительный прибор - средство измерений, предназначенное для выработки сигнала измерительной информации в форме, доступной для непосредственного восприятия наблюдателем.

Измерительная информационная система - совокупность средств измерений (мер, измерительных приборов, измерительных преобразователей и пр.) и вспомогательных устройств, соединенных между собой каналами связи и предназначенных для получения измерительной информации, доступной для наблюдения, обработки и управления объектами.

При анализе значений, полученных при измерениях, следует разграничивать два понятия: истинные значения физических величин и их опытные проявления - результаты измерений.

Истинные значения физических величин - значения, идеальным образом отражающие свойства данного объекта, как в количественном, так и в качественном отношении. Они не зависят от средств нашего познания и являются абсолютной истиной.

Результаты измерений представляют собой приближённые оценки истинных значений величин, найденных опытным путем. Результаты измерений зависят от метода измерения, от технических средств измерения и от восприятия наблюдателя, осуществляющего измерения.

Разность A между результатами измерения X' и истинным значением A измеряемой величины называется погрешностью измерения:

$$\Delta = X' - A. \quad (1.1)$$

Но поскольку истинное значение A измеряемой величины неизвестно, то неизвестны и погрешности измерения, поэтому для получения хотя бы приближенных сведений о них приходится в формулу (1.1) вместо истинного значения подставлять действительное значение.

Действительным значением физической величины называется её значение, найденное экспериментально и настолько приближающееся к истинному, что для данной цели оно может быть использовано вместо него.

Причинами возникновения погрешностей являются: несовершенство методов измерений, технических средств, применяемых

при измерениях, и органов чувств наблюдателя. В отдельную группу следует объединить причины, связанные с влиянием условий проведения измерений.

Описанные причины возникновения погрешностей определяются совокупностью большого числа факторов, под влиянием которых складывается суммарная погрешность измерения. Их можно объединить в две основные группы:

1. Факторы, постоянные или закономерно изменяющиеся в процессе измерительного эксперимента, например плавные изменения влияющих величин или погрешности применяемых при измерениях образцовых мер. Составляющие суммарной погрешности, определяемые действием факторов этой группы, называются систематическими погрешностями измерения. Их отличительная особенность в том, что они остаются постоянными или закономерно изменяются при повторных измерениях одной и той же величины. До тех пор, пока систематические погрешности больше случайных, их зачастую можно вычислить или исключить из результатов измерений надлежащей постановкой опыта.

2. Факторы, проявляющиеся весьма нерегулярно и столь же неожиданно исчезающие или проявляющиеся с интенсивностью, которую трудно предвидеть. К ним относятся, например, перекосы элементов приборов в их направляющих, нерегулярные изменения моментов трения в опорах, малые флуктуации влияющих величин, изменения внимания операторов и др.

Доля, или составляющая, суммарной погрешности измерения (1.1), определяемая действием факторов этой группы, называется *случайной погрешностью измерения*. Её основная особенность в том, что она случайно изменяется при повторных измерениях одной и той же величины.

При организации процесса измерения в целом интенсивность проявления большинства факторов данной группы удаётся свести к общему уровню, так что все они влияют более или менее одинаково на формирование случайной погрешности. Однако некоторые из них, например внезапное падение напряжения в сети электропитания, могут проявиться неожиданно сильно, в результате чего погрешность примет размеры, явно выходящие за границы, обусловленные ходом эксперимента в целом. Такие погрешности в составе случайной погрешности называются *грубыми*. К ним тесно примыкают *промахи* - погрешности, зависящие от наблюдателя и связанные с неправильным обращением со средствами измерений, неверным отсчётом показаний или ошибками при записи результатов.

Таким образом, мы имеем два типа погрешностей измерения:

- систематические погрешности, остающиеся постоянными или закономерно изменяющиеся при повторных измерениях;

• случайные (в том числе грубые погрешности и промахи), изменяющиеся случайным образом при повторных измерениях одной и той же величины.

В процессе измерения оба вида погрешностей проявляются одновременно, и погрешность измерения можно представить в виде суммы:

$$\Delta = \delta + \delta^{\circ}, \quad (1.2)$$

где δ° – случайная, а δ – систематическая погрешности.

Для получения результатов, минимально отличающихся от истинных значений величин, проводят многократные наблюдения за измеряемой величиной с последующей математической обработкой опытных данных. Поэтому наибольшее значение имеет изучение погрешности $\Delta(t)$ как функции номера наблюдения j , т.е. времени t_j . Тогда отдельные значения погрешностей можно будет трактовать как набор значений этой функции:

$$\Delta_1 = \Delta(t_1), \Delta_2 = \Delta(t_2), \dots, \Delta_n = \Delta(t_n). \quad (1.3)$$

В общем случае погрешность является случайной функцией времени (рис. 1.1), которая характеризуется тем, что нельзя сказать, какое значение она примет в момент времени t_j . Можно указать лишь вероятности появления её значений в том или ином интервале.

Погрешность измерений, соответствующая каждому моменту времени t_j , называется *сечением случайной функции* $\Delta(t)$. В каждом сечении можно найти среднее значение погрешности Q , относительно которого группируются погрешности в различных реализациях. Если через полученные таким образом точки Q провести плавную кривую, то она будет характеризовать общую

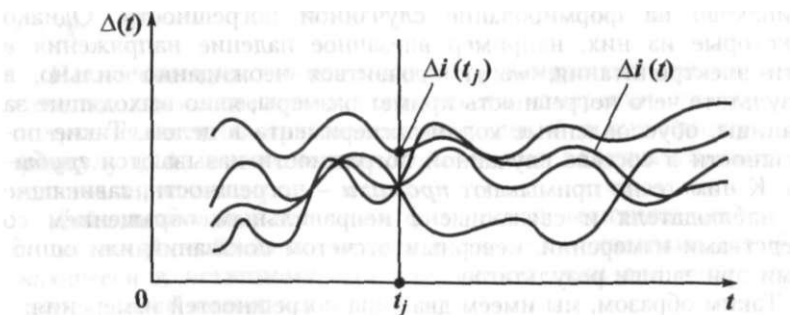


Рис. 1.1. График реализаций погрешностей при многократных измерениях

тенденцию изменения погрешности во времени. Нетрудно заметить, что средние значения Q_i определяются действием факторов второй группы и представляют собой систематическую погрешность измерения в момент времени t_i , а отклонения δ_{ij} от среднего в сечении, соответствующие j -й реализации, дают нам значения случайной погрешности. Последние являются уже представителями случайных величин.

Предположим, что $\delta(t_i) = 0$, т.е. систематические погрешности тем или иным способом исключены из результатов наблюдений, и будем рассматривать только случайные погрешности, средние значения которых равны нулю в каждом сечении.

Предположим далее, что случайные погрешности в различных сечениях не зависят друг от друга, т.е. знание случайной погрешности в одном сечении не дает никакой дополнительной информации о значении погрешности в любом другом сечении. Тогда случайную погрешность можно рассматривать как случайную величину, а её значения при каждом из многократных наблюдений одной и той же физической величины – как её эмпирические проявления, т.е. как результаты независимых наблюдений над ней.

В этих условиях случайная погрешность измерений δ° определяется как разность между **исправленным результатом** X измерения и истинным значением A измеряемой величины:

$$\delta^\circ = X - A. \quad (1.4)$$

При этом **исправленным** будем называть результат измерений, из которого исключены систематические погрешности.

Измерения проводятся с целью получения оценки истинного значения измеряемой величины, которое до опыта неизвестно. Результат измерения включает в себя помимо истинного значения еще и случайную погрешность, следовательно, сам является случайной величиной.

1.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ПОГРЕШНОСТЕЙ ИЗМЕРЕНИЙ

Общую погрешность измерений можно представить как совокупность составляющих погрешности с разными свойствами. Методы анализа погрешностей основаны на математическом описании отдельных составляющих погрешности, что позволяет оценить общую погрешность.

Погрешности классифицируют по различным признакам:

- по причине возникновения,
- по закономерности проявления,
- зависимости от скопости изменения измеряемой величины.

По причине возникновения различают:

- методические,
- инструментальные,
- субъективные погрешности.

Методическая погрешность Δ_m обусловлена несовершенством метода измерений или упрощениями, допущенными при измерениях. Она возникает из-за использования приближенных формул при расчёте результата или неправильной методики измерений. Выбор ошибочной методики возможен из-за несоответствия измеряемой физической величины и её модели. Например, если требуется измерить амплитуду вибрации компрессора, в сигнале датчика вибрации доминирует первая гармоника, а амплитуды высших гармоник малы. Если за модель объекта принять гармонические вибрации, то измерения можно провести вольтметром, измеряющим среднеквадратическое значение первой гармоники.

Результат измерений будет содержать методическую погрешность из-за неучтенных высших гармоник. Для исключения погрешности следовало бы до проведения измерений оценить гармонический состав измеряемого напряжения анализатором спектра и принять более точную модель сигнала с объекта в виде совокупности гармонических составляющих. Такой сигнал необходимо измерять анализатором спектра.

Причиной методической погрешности может быть неучтённое взаимное влияние объекта измерений и измерительных приборов. Так, методическая погрешность возникает при измерениях падения напряжения на участке цепи с помощью вольтметра, так как из-за шунтирующего действия вольтметра измеряемое напряжение уменьшается.

К методической относят погрешность считывания результата по шкале аналоговых приборов и погрешность квантования и дискретизации в цифровых приборах. Если в прибор введены средства вычислительной техники, то появляется методическая погрешность, обусловленная преобразованием аналогового измерительного сигнала в цифровой: изменением масштаба, округлением результатов в процессоре вычислений.

Методические погрешности, обусловленные взаимодействием средств измерения и объекта измерений, а также погрешность дискретизации и квантования имеют и свойства инструментальной погрешности, поэтому их иногда относят к инструментальным погрешностям.

Инструментальная погрешность Δ_n обусловлена несовершенством применяемых средств измерений. Причинами её возникновения являются неточности, допущенные при изготовлении и регулировке приборов, изменение параметров элементов конст-

рукции и схемы вследствие старения. В высокочувствительных приборах могут проявляться их внутренние шумы.

В реальных условиях на результат измерений влияют не подлежащие измерениям физические величины, называемые *влияющими факторами*. К ним относят температуру, влажность, давление окружающей среды, напряжение питающей сети и др. Отклонения влияющих величин от номинальных значений приводят к увеличению инструментальной погрешности. Количественная связь между приращением влияющей величины и вызываемой этой величиной составляющей погрешности называют *функцией влияния*. На результат измерений могут также влиять и неинформативные параметры измерительного сигнала, например, при измерении амплитуды переменного тока на погрешность измерения влияет форма и частота сигнала.

Субъективная погрешность обусловлена индивидуальными особенностями оператора: его опытом, внимательностью, состоянием органов чувств. Так, при считывании показаний по шкале аналогового прибора, субъективная погрешность возникает, если на стрелку прибора смотреть в направлении, не перпендикулярном к поверхности шкалы. Субъективная погрешность может возникать, если оператор считывает показания до их установления.

Так как большинство современных приборов является цифровыми, в которых субъективную погрешность можно не учитывать, погрешность измерений можно рассматривать как сумму методической Δ_m и инструментальной Δ_n погрешности:

$$\Delta = \Delta_m + \Delta_n.$$

По *закономерности проявления* погрешности делят на *систематические, случайные, грубые и промахи*.

Систематической погрешностью называют составляющую погрешности измерений, которая остаётся постоянной или меняется по известному закону при повторных измерениях одной и той же величины и неизменных внешних условиях.

К *постоянным систематическим* погрешностям относят некоторые методические погрешности, например погрешность из-за использования приближенных соотношений при проведении косвенных измерений. Систематическими являются некоторые составляющие инструментальной погрешности, например, погрешность градуировки прибора. Такие погрешности могут рассматриваться как детерминированные величины.

Некоторые систематические погрешности функционально связаны с влияющими величинами и изменяются в ходе измерений в соответствии с изменениями последних. Систематические погрешности могут быть вызваны процессом старения

элементов аппаратуры. Это прогрессирующие во времени погрешности, изменение которых может быть описано лишь приближенно.

Общую систематическую погрешность Q можно представить как сумму частных погрешностей Q_i , вызванных различными причинами:

$$Q = \sum_{i=1}^k Q_i,$$

где k – число учитываемых составляющих систематической погрешности.

Случайными погрешностями измерений называют составляющие погрешности, изменяющиеся случайным образом при повторных измерениях одной и той же величины. Случайные погрешности определяются совместным действием ряда причин. Поэтому случайную погрешность можно также представить в виде суммы частных погрешностей ε_i , так что

$$\varepsilon = \sum_{i=1}^m \varepsilon_i,$$

где m – число учитываемых составляющих погрешности. Случайные погрешности оценивают методами математической статистики.

Общую погрешность Δ_{Σ} определяют как сумму систематической Q и случайной ε составляющих:

$$\Delta_{\Sigma} = Q + \varepsilon. \quad (1.5)$$

В ходе измерений иногда появляются **грубые погрешности**, существенно превышающие ожидаемое значение. Как правило, грубые погрешности возникают из-за резких и непредсказуемых изменений влияющих величин. Так, грубые погрешности могут быть из-за кратковременных скачков питающего напряжения в сети, вызванных мощными потребителями энергии. Грубые погрешности исключают из дальнейшего рассмотрения статистическими методами.

Промахи обусловлены неправильными действиями оператора, заключающимися, например, в описках при считывании показаний. Промахи обнаруживают и исключают из результатов измерения.

В зависимости от скорости изменения измеряемой величины различают **статическую и динамическую** погрешности средств измерений. **Статическая погрешность** возникает при

проведении измерений установившегося значения физической величины.

На практике измеряемая величина не остается постоянной, а меняется во времени. Если скорость изменений настолько мала, что инерционные свойства средства измерений еще не проявляются, то такие измерения по существу являются статическими и полностью характеризуются статической погрешностью.

Если скорость изменения измеряемой величины такова, что проявляются инерционные свойства средства измерений, то такую погрешность называют *динамической погрешностью* средства измерения.

Для расчета динамической погрешности используют импульсную, переходную или частотную характеристику средства измерений.

1.3. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ПОГРЕШНОСТЕЙ

Погрешность измерений наиболее полно описывают нестационарным случайным процессом, статистические характеристики которого меняются во времени. Типичная реализация такого процесса – зависимость погрешности конкретного средства измерений от времени (рис. 1.2). Эту зависимость $\Delta(t)$ в большинстве случаев можно представить в виде суммы быстро изменяющейся флуктуационной составляющей $\varepsilon(t)$ и медленно меняющегося среднего значения $Q(t)$.

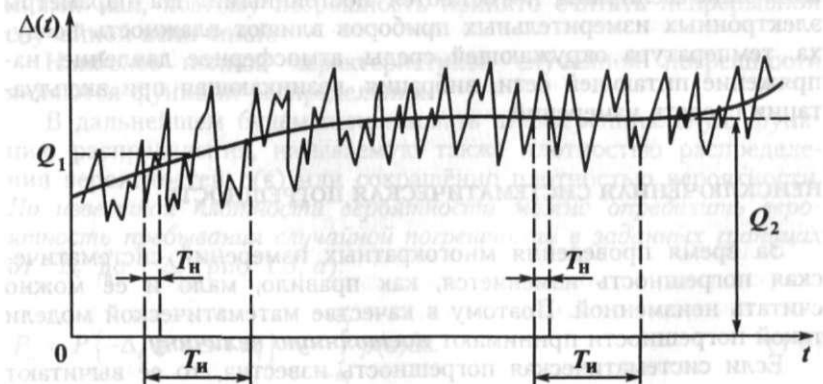


Рис. 1.2. Зависимость погрешности измерения от времени

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМАТИЧЕСКОЙ ПОГРЕШНОСТИ

Среднее значение погрешности измерения $Q(t)$ в общем случае описывают *нестационарным случайным процессом*. Иногда допустимо его приближенное представление в виде детерминированной функции времени.

За время $T_n = (n-1)T_n$ (см. рис. 1.2) проведения n измерений с многократными наблюдениями, разделенными интервалом T_n , среднее значение обычно изменяется мало по сравнению с флуктуационной составляющей, поэтому можно считать $Q(t) = Q_1$ и рассматривать значение Q_1 как постоянную за время измерений систематическую погрешность.

Если измерения с многократными наблюдениями провести через некоторое время, в течение которого среднее значение успеет существенно измениться, то погрешность примет новое значение Q_2 . Таким образом, при проведении измерений, разделенных большими интервалами времени, проявляется изменчивость погрешности $Q(t)$.

Как уже указывалось, систематическая погрешность складывается из нескольких составляющих. Анализ причин, вызывающих возникновение отдельных составляющих, позволит установить приближенные математические модели, пригодные для оценки систематической погрешности.

Методические погрешности в некоторых случаях постоянны и могут быть рассчитаны и исключены. Постоянными являются и инструментальные погрешности, вызванные неточностью регулировки средств измерений при их выпуске или поверке.

Систематические погрешности, зависящие от влияющих величин, как правило, меняются во времени, поскольку сами влияющие величины не остаются постоянными. На параметры электронных измерительных приборов влияют влажность воздуха, температура окружающей среды, атмосферное давление, напряжение питающей сети, вибрация, возникающая при эксплуатации средств измерений.

НЕИСКЛЮЧЁННАЯ СИСТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОГРЕШНОСТЬ

За время проведения многократных измерений систематическая погрешность изменяется, как правило, мало и её можно считать неизменной. Поэтому в качестве математической модели такой погрешности принимают *постоянную величину*.

Если систематическая погрешность известна, то её вычитают из показания средства измерений, внося тем самым поправку. *Такой результат называют исправленным.*

Внесением поправки полностью устранить систематическую погрешность не удаётся, и исправленный результат всегда содержит неисключённую систематическую погрешность Q_n . Погрешность измерений $\Delta_\Sigma = Q_n + \varepsilon$.

Возможны следующие источники неисключённой систематической погрешности:

- погрешность образцовых СИ, с помощью которых определяются систематическая погрешность;
- значение случайной погрешности, допущенной при калибровке прибора;
- неточный учет погрешности, обусловленной случайными величинами.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СЛУЧАЙНОЙ ПОГРЕШНОСТИ

Быстрые флуктуации определяют случайную погрешность $\varepsilon(t)$, которую приближенно описывают *эргодическим случайным процессом с нулевым математическим ожиданием*. При проведении измерений с многократными наблюдениями эта составляющая проявляется в виде случайной величины, принимающей значения ε_i , взятые в моменты t_i ($i = 1, 2, \dots, n$) проведения наблюдений. Значения ε_i обычно можно считать статистически независимыми.

Отсчитываемые по прибору значения измеряемой величины, а следовательно, и значения ε_i погрешности всегда содержат определенное число значащих цифр. Поэтому погрешность может принимать конечное число значений и, строго говоря, является дискретной случайной величиной. Однако математическое описание таких величин неудобно, а шаг между дискретными значениями мал, поэтому погрешность принято считать непрерывной случайной величиной.

Наиболее полной характеристикой случайной погрешности являются функции распределения.

В дальнейшем будем использовать дифференциальную функцию распределения, называемую также плотностью распределения вероятностей $p(\varepsilon)$ или сокращённо плотностью вероятности. По известной плотности вероятности можно определить вероятность пребывания случайной погрешности в заданных границах от $-\Delta_r$ до $+\Delta_r$ (рис. 1.3, а):

$$P_\Delta = P\{-\Delta_r \leq \varepsilon \leq +\Delta_r\} = - \int_{-\Delta_r}^{+\Delta_r} p(\varepsilon) d\varepsilon. \quad (1.6)$$

Интервал от $-\Delta_r$ до $+\Delta_r$, в котором лежит погрешность, назы-

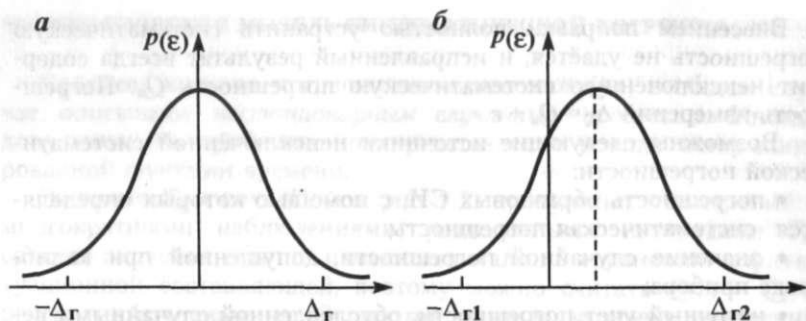


Рис. 1.3. Графики функции плотности распределения вероятности

вают *доверительным*, а соответствующая ему вероятность P_{Δ} – *доверительной вероятностью*.

Для плотностей вероятности, описываемых *несимметричными* относительно начала координат функциями, нижнюю и верхнюю границы погрешности обозначают Δ_{r1} и Δ_{r2} (рис. 1.3, б)

$$P_{\Delta} = P\{-\Delta_{r1} \leq \varepsilon \leq +\Delta_{r2}\}. \quad (1.7)$$

Для заданного закона распределения *доверительная вероятность* P_{Δ} однозначно зависит от значений границ погрешности и возрастает с их увеличением. Если задать $P_{\Delta} = 1$, то реальные погрешности не могут превышать границ $\pm\Delta_{\text{н}}$. Погрешность эту будем называть *предельной*.

По результату измерений и границам погрешности оценивают интервал, в котором с заданной вероятностью P_{Δ} лежит истинное значение X измеряемой величины. Подставив в (1.7) $\varepsilon = x - X$, получим

$$P_{\Delta} = P\{x - \Delta_r \leq X \leq x + \Delta_r\}.$$

Следовательно, вероятность P_{Δ} соответствует вероятности пребывания истинного значения на интервале от $x - \Delta_r$ до $x + \Delta_r$.

Поскольку общая погрешность $\Delta_x = Q + \varepsilon$, то её плотность вероятности можно определить, сместив график $p(\varepsilon)$ на Q (рис. 1.3, б). В данном случае нижнюю и верхнюю границы интервала, в котором с вероятностью P_{Δ} лежит погрешность, выбирают симметрично относительно математического ожидания, а не с начала координат.

К описанию погрешностей плотностью вероятности прибегают сравнительно редко, поскольку для получения P_{Δ} приходится прибегать к интегрированию или использовать табличные инте-

гралы, а само экспериментальное определение плотностей вероятности сопряжено с большими затратами времени.

Доверительную вероятность выбирают, исходя из двух противоречивых требований:

- для повышения надежности результатов измерений следует увеличивать P_{Δ} ;
- с ростом P_{Δ} усложняется экспериментальная оценка этой вероятности. Чаще всего принимают $P_{\Delta} = 0,95$.

ЧИСЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

Во многих случаях погрешности вычисляют по их числовым характеристикам: математическому ожиданию и центральным моментам.

Математическое ожидание погрешности равно систематической составляющей погрешности:

$$M[\Delta] = \bar{\Delta} = \int_{-\infty}^{\infty} \Delta p(\Delta) d\Delta = Q. \quad (1.8)$$

Центральный момент второго порядка, называемый дисперсией,

$$D_{\varepsilon} = \int_{-\infty}^{\infty} (\Delta - Q)^2 p(\Delta) d\Delta = \int_{-\infty}^{\infty} \varepsilon^2 p(\varepsilon) d\varepsilon, \quad (1.9)$$

характеризует рассеяние погрешностей относительно математического ожидания – систематической погрешности. Дисперсия D_{ε} имеет размерность квадрата измеряемой величины и поэтому неудобна как характеристика рассеяния. Обычно вместо дисперсии используют **среднее квадратическое отклонение (СКО) результатов измерений**

$$\sigma = D^{1/2} = \left(\int_{-\infty}^{\infty} \varepsilon^2 p(\varepsilon) d\varepsilon \right)^{1/2}. \quad (1.10)$$

Центральный момент третьего порядка

$$\mu_3 = \int_{-\infty}^{\infty} \varepsilon^3 p(\varepsilon) d\varepsilon \quad (1.11)$$

характеризует отклонения функции плотности вероятности от симметричной формы. Для симметричных распределений подын-

тегральная функция нечетна и $\mu_3 = 0$. Нормированное значение третьего центрального момента называют **асимметрией распределения**

$$S = \mu_3/\sigma^3. \quad (1.12)$$

На практике наиболее распространены симметричные законы распределения.

1.4. ТИПОВЫЕ ЗАКОНЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОГРЕШНОСТЕЙ

Для анализа погрешностей необходимо знать законы распределения отдельных составляющих погрешности, по которым можно определить закон распределения общей погрешности и решить вопрос о вычислении границ погрешностей.

В некоторых случаях удается оценить законы распределения составляющих погрешности до проведения опыта на основе анализа причин возникновения погрешностей.

Этому закону подчинены погрешности, возникающие при квантовании и дискретизации сигнала. Пусть, например, квантование измеряемого постоянного напряжения U_x осуществляют путём его сравнения с образцовым напряжением, изменяющимся по ступенчатому закону с постоянным шагом $U_{ст}$ (рис. 1.4, а). Результат измерений определяется числом n ступенек, зафиксированным с помощью счетчика, и погрешностью квантования $\Delta U_{кв}$:

$$U_x = nU_{ст} - \Delta U_{кв}. \quad (1.13)$$

Поскольку значение измеряемого напряжения неизвестно и нельзя указать область его предпочтительных значений, погрешность квантования считают распределённой по равномерному закону от 0 до $U_{ст}$ (рис. 1.4, б). Систематическая погрешность

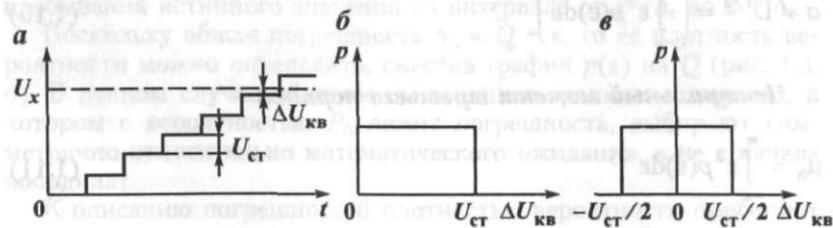


Рис. 1.4. Равномерный закон распределения погрешностей

$$Q = \int_0^{U_{ст}} \frac{1}{U_{ст}} \Delta U_{ст} d(\Delta U_{ст}) = \frac{U_{ст}}{2}. \quad (1.14)$$

Перейдем к центрированной случайной величине – случайной погрешности $\varepsilon = \Delta U_{кв} - Q$. График плотности вероятности погрешности ε получается смещением графика $p(\Delta U_{кв})$ на $U_{ст}/2$ (рис. 1.4, в). Предельная погрешность $\Delta_n = U_{ст}/2$. СКО случайной погрешности

$$\sigma = \left(\int_0^{U_{ст}} \frac{1}{U_{ст}} \varepsilon^2 d\varepsilon \right)^{1/2} = \frac{U_{ст}}{\sqrt{12}} = \frac{\Delta_n}{\sqrt{3}}. \quad (1.15)$$

Квантование происходит и при измерениях аналоговыми приборами за счёт округления измеряемой величины при её считывании по шкале с ценой деления $U_{дел}$. Если при считывании выбрать значение измеряемой величины соответствующим ближайшей к указателю отметке шкалы (рис. 1.5), то измеряемая величина квантуется по уровням, соответствующим отметкам шкалы. Если округление производят до ближайшей к указателю отметки, то погрешность квантования, которую называют погрешностью при считывании, лежит в симметричных пределах $\pm U_{дел}/2$, а систематическая погрешность отсутствует.

Чаще всего при отсчитывании по шкале производят интерполяцию на глаз, когда оператор оценивает и доли деления шкалы. При этом в зависимости от расстояния между делениями предельная погрешность квантования может составлять 0,2...0,3 деления.

Погрешность квантования обусловлена и округлением результатов вычислений при обработке экспериментальных данных. Такая погрешность заключена в пределах ± 5 единиц отбрасываемого при округлении десятичного разряда, её СКО составляет $5/\sqrt{3} = 2,89$ единиц этого разряда. Для уменьшения погрешности округления вычисления проводят с большим числом значащих цифр, а результат округляют лишь на последнем этапе вычислений.

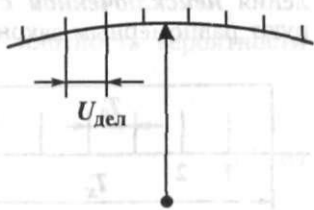


Рис. 1.5. Образование погрешности измерений аналогового прибора при считывании показаний

Равномерный закон распределения погрешностей характеризует процесс дискретизации измеряемой величины, при котором непрерывную во времени величину заменяют её значениями в дискретные моменты времени. На дискретизации, например, основан цифровой метод измерения временного интервала. Метод сводится к заполнению измеряемого интервала T_x короткими счетными импульсами с известным периодом повторения T_0 и счету числа последних.

Из рис. 1.6 следует, что

$$T_x = nT_0 + \Delta t_x$$

где n – число импульсов, Δt_x – погрешность дискретизации из-за неточности определения положения конца импульса T_x .

Поскольку измеряемая величина до измерений неизвестна, то конец интервала T_x может с равной вероятностью попасть на любой малый интервал между двумя счётными импульсами. Следовательно, погрешность Δt_x подчинена равномерному закону. Как видно из рис. 1.6, возможные значения Δt_x ограничены интервалом от нуля до T_0 . Систематическая погрешность $Q = T_0/2$, СКО $\sigma = T_0 / \sqrt{12}$.

Рассмотренные погрешности подчинены равномерному закону распределения в силу объективных причин. Существуют и погрешности, для которых равномерный закон является удобной математической моделью. Так, во многих случаях о погрешности ничего не известно, а заданы лишь её пределы.

В качестве математической модели этой погрешности целесообразно выбрать такую, которая соответствует наибольшей погрешности измерений. Обычно погрешность выражают в единицах СКО, поэтому в качестве модели целесообразно принять такой закон распределения, который имеет наибольшее СКО. Кроме того, считают, что закон должен быть одномодальным. Этим свойствам отвечает равномерный закон распределения – предельный случай при переходе от одномодальных законов к двухмодальным. Подобная ситуация возникает, например, при анализе неисключенной систематической погрешности. Закон распределения этой погрешности обычно установить не удастся, а можно оценить лишь её предельные значения $\pm Q_{\text{ш}}$. Закон распределения *неисключённой систематической погрешности* моделируют равномерным законом с СКО

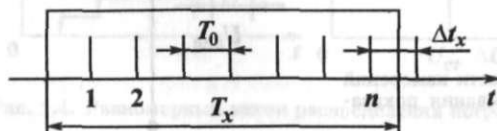


Рис. 1.6. Образование погрешности измерений при квантовании временного интервала

$$\sigma = Q_{\text{ин}} / \sqrt{12}. \quad (1.16)$$

Иногда в ходе измерений проявляется *гистерезис*, приводящий к появлению погрешности. Гистерезис проявляется как вариация показаний $H = |C_2 - C_1|$, которую определяют по большему числу измерений. В электронных приборах *вариация показаний* может возникать из-за гистерезиса магнитных материалов и релаксационных схем, а также из-за трения в системе подвеса рамки магнитоэлектрических приборов. Принято считать погрешность из-за вариации показаний прибора равномерно распределенной в интервале $\pm H/2$.

ЗАКОН ГАУССА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОГРЕШНОСТИ

Обычно случайная погрешность измерений определяется суммой *большого числа статистически независимых составляющих с конечными дисперсиями*. Практика показала, что в этом случае погрешность подчинена закону, близкому к *закону Гаусса, иногда называемому нормальным*. Этот результат является следствием центральной предельной теоремы, согласно которой закон распределения суммы независимых случайных величин с конечными дисперсиями независимо от их закона распределения стремится к закону Гаусса при увеличении числа слагаемых. Даже при трех-четыре слагаемых с соизмеримыми дисперсиями закон распределения суммы может быть близок к закону Гаусса, особенно в области больших значений плотности вероятности. Однако в области малых значений плотности вероятности закон распределения суммы сходится к гауссовскому значительно медленнее.

Закон Гаусса часто используют в *качестве математической модели неизвестного закона распределения*.

Плотность вероятности по закону Гаусса

$$p(\Delta) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} \exp\left[-\frac{(\Delta - Q)^2}{2\sigma^2}\right]. \quad (1.17)$$

Для случайной погрешности $\varepsilon = \Delta - Q$ плотность вероятности имеет вид

$$p(\Delta) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} \exp\left(-\frac{\varepsilon^2}{2\sigma^2}\right). \quad (1.18)$$

Вероятность появления случайной погрешности ε в пределах $\pm\Delta_r$

$$P_{\Delta} = P\{-\Delta_r \leq \varepsilon \leq \Delta_r\} = \frac{2}{\sqrt{2\pi}\sigma} \int_0^{\Delta_r} \exp\left(-\frac{\varepsilon^2}{2\sigma^2}\right) d\varepsilon = 2\Phi(t), \quad (1.19)$$

где $t = \Delta_r/\sigma$.

Функция $2\Phi(t)$, называемая **интегралом вероятности**, приведена в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Значения интеграла вероятности

t	$2\Phi(t)$	t	$2\Phi(t)$	t	$2\Phi(t)$
0,0	0,00	2,0	0,954	2,7	0,9931
0,5	0,38	2,1	0,964	2,8	0,9949
1,0	0,68	2,2	0,972	2,9	0,9963
1,2	0,77	2,3	0,979	3,0	0,9973
1,4	0,84	2,4	0,984	3,1	0,9981
1,6	0,89	2,5	0,988	3,2	0,9987
1,8	0,93	2,6	0,991	3,3	0,99904

Вероятности $P_{\Delta} = 0,95$ соответствует интервал $\pm 2\sigma$.

ЗАКОН ЛАПЛАСА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОГРЕШНОСТИ

Этот закон описывает предельное распределение **суммы случайного числа случайных слагаемых**. Плотность вероятности

$$p(\varepsilon) = \frac{1}{\sqrt{2\sigma}} \exp\left(-\frac{|\varepsilon|\sqrt{2}}{\sigma}\right). \quad (1.20)$$

Экспериментальные исследования погрешностей средств измерений показали, что в реальных условиях могут возникать погрешности, описываемые различными законами распределения.

Погрешности с неизвестным законом распределения, заданные своими пределами, в метрологии принято характеризовать **равномерным законом**. Если случайная погрешность состоит из нескольких статистически независимых составляющих с соизмеримыми СКО, то согласно центральной предельной теореме её можно приближенно описать **законом Гаусса** независимо от законов распределения составляющих. Реальные законы распределения погрешностей могут иметь разные формы, что необходимо учитывать при обработке результатов измерений.

МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ
ИЗМЕРЕНИЯ2.1. ТОЧЕЧНЫЕ ОЦЕНКИ ИСТИННОГО ЗНАЧЕНИЯ
И СРЕДНЕГО КВАДРАТИЧЕСКОГО ОТКЛОНЕНИЯ

Мы подошли к решению вопроса о том, как на основании полученной в эксперименте группы результатов наблюдений оценить истинное значение, т.е. найти результат измерений, как оценить его точность, т.е. меру его приближения к истинному значению.

Эта задача является частным случаем статистической задачи нахождения оценок параметров функции распределения случайной величины на основании выборки – ряда значений, принимаемых этой величиной в n независимых опытах.

Оценку \hat{a} параметра a назовем точечной, если она выражается одним числом.

Любая точечная оценка, вычисленная на основании опытных данных, является их функцией и поэтому сама должна представлять собой случайную величину с распределением, зависящим от распределения исходной случайной величины, в том числе от самого оцениваемого параметра и от числа опытов n .

К точечным оценкам предъявляется ряд требований, определяющих их пригодность для описания самих параметров:

- Оценка называется *состоятельной*, если при увеличении числа наблюдений она приближается (сходится по вероятности) к значению оцениваемого параметра.

- Оценка называется *несмещенной*, если её математическое ожидание равно оцениваемому параметру.

- Оценка называется *эффективной*, если её дисперсия меньше дисперсии любой другой оценки данного параметра.

На практике не всегда удается удовлетворить одновременно всем этим требованиям, однако выбору оценки должен предшествовать её критический анализ со всех перечисленных точек зрения.

Существует несколько *методов определения оценок*. Наиболее распространен *метод максимального правдоподобия*, теоретически обоснованный математиком Р. Фишером.

Идея метода заключается в следующем. Вся получаемая в результате многократных наблюдений информация об истинном значении измеряемой величины и рассеивании результатов сосредоточена в ряде наблюдений X_1, X_2, \dots, X_n , где n – число на-

блюдений. Их можно рассматривать как n независимых случайных величин с одной и той же дифференциальной функцией распределения $p_x(x, Q, \sigma_x)$. Вероятность P_i получения в эксперименте некоторого результата X_i , лежащего в интервале $x_i \pm \Delta x$, где Δx — некоторая малая величина, равна соответствующему элементу вероятности

$$P_i = p_x(x_i, Q, \sigma_x) \Delta x. \quad (2.1)$$

Независимость результатов наблюдений позволяет найти априорную вероятность появления одновременно всех экспериментальных данных, т.е. всего ряда наблюдений X_1, X_2, \dots, X_n как произведение этих вероятностей:

$$P(X_1, X_2, \dots, X_n) = \prod_{i=1}^n P_i = \Delta x^n \prod_{i=1}^n p_x(x_i, Q, \sigma_x). \quad (2.2)$$

Если рассматривать Q и σ_x как неизвестные параметры распределения, то, подставляя различные значения Q и σ_x в эту формулу, мы будем получать различные значения вероятности $P(X_1, X_2, \dots, X_n)$ при каждом фиксированном ряде наблюдений X_1, X_2, \dots, X_n . При некоторых значениях $Q = \hat{Q}(X_1, X_2, \dots, X_n)$ и $\sigma = \hat{\sigma}(X_1, X_2, \dots, X_n)$ вероятность получения экспериментальных данных $P(X_1, X_2, \dots, X_n)$ достигает наибольшего значения.

В соответствии с методом максимального правдоподобия именно эти значения и принимаются в качестве точечных оценок истинного значения и среднего квадратического отклонения результатов наблюдений.

Таким образом, метод максимального правдоподобия сводится к отысканию таких оценок \hat{Q} и $\hat{\sigma}$, при которых функция правдоподобия

$$g(X_1, X_2, \dots, X_n, Q, \sigma_x) = \prod_{i=1}^n p_x(x_i, Q, \sigma_x) \quad (2.3)$$

достигает наибольшего значения. Постоянный множитель Δx^n не оказывает влияния на решение и может быть отброшен. Полученные оценки \hat{Q} и $\hat{\sigma}$ истинного значения и среднего квадратического отклонения называются **оценками максимального правдоподобия**.

Для упрощения вычислений иногда бывает удобнее пользоваться логарифмической функцией правдоподобия

$$L(X_1, X_2, \dots, X_n) = \lg g = \sum_{i=1}^n \ln p_x(x_i, Q, \sigma_x). \quad (2.4)$$

Если наибольшее значение функции правдоподобия совпадает с максимальным значением, то оценки получаются из системы уравнений

$$\begin{cases} \left(\frac{dg}{dQ} \right)_{Q=\hat{Q}, \sigma_x=\hat{\sigma}_x} = 0, \\ \left(\frac{dg}{d\sigma_x} \right)_{Q=\hat{Q}, \sigma_x=\hat{\sigma}_x} = 0 \end{cases} \quad \text{или} \quad \begin{cases} \left(\frac{dL}{dQ} \right)_{Q=\hat{Q}, \sigma_x=\hat{\sigma}_x} = 0, \\ \left(\frac{dL}{d\sigma_x} \right)_{Q=\hat{Q}, \sigma_x=\hat{\sigma}_x} = 0. \end{cases} \quad (2.5)$$

В противном случае необходимо более подробное исследование функции правдоподобия.

Определим оценки максимального правдоподобия для трех распределений случайных погрешностей, представленных ранее.

1. Результаты наблюдений распределены по нормальному закону.

В этом случае

$$p_x(x_i, Q, \sigma_x) = \frac{1}{\sigma_x \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x_i - Q)^2}{2\sigma_x^2}}, \quad (2.6)$$

а логарифмическая функция правдоподобия в соответствии с (2.4)

$$\begin{aligned} L(X_1, X_2, \dots, X_n, Q, \sigma_x) &= \sum_{i=1}^n \ln p_x(x_i, Q, \sigma_x) = \\ &= \sum_{i=1}^n \left[-\frac{(X_i - Q)^2}{2\sigma_x^2} - \ln \sigma_x - \frac{1}{2} \ln(2\pi) \right] = \\ &= -\frac{1}{2\sigma_x^2} \sum_{i=1}^n (X_i - Q)^2 - n \ln \sigma_x - \frac{n}{2} \ln(2\pi). \end{aligned} \quad (2.7)$$

Система уравнений (2.5) приводится к виду

$$\begin{cases} \left(\frac{dL}{dQ} \right)_{Q=\hat{Q}, \sigma_x=\hat{\sigma}_x} = \frac{1}{\hat{\sigma}_x^2} \sum_{i=1}^n (X_i - \hat{Q}) = 0; \\ \left(\frac{dL}{d\sigma_x} \right)_{Q=\hat{Q}, \sigma_x=\hat{\sigma}_x} = \frac{1}{\hat{\sigma}_x^3} \sum_{i=1}^n (X_i - \hat{Q})^2 - \frac{n}{\hat{\sigma}_x} = 0. \end{cases} \quad (2.8)$$

Из первого уравнения получаем выражение для оценки истинного значения \widehat{Q} , а из второго – оценку среднего квадратического отклонения $\widehat{\sigma}_x^2$:

$$\widehat{Q} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i, \quad \widehat{\sigma}_x^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - \widehat{Q})^2. \quad (2.9)$$

Таким образом, при нормальном распределении случайных погрешностей оценкой максимального правдоподобия для истинного значения является среднее арифметическое из результатов отдельных наблюдений, а оценкой дисперсии – среднее из квадратов отклонений результатов наблюдений от среднего арифметического.

2. Результаты наблюдений распределены по закону Лапласа

$$p_x(x_i, Q, \sigma_x) = \frac{1}{\sigma_x \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{|x_i - Q|}{\sigma_x} \sqrt{2}}. \quad (2.10)$$

Логарифмическая функция правдоподобия не является дифференцируемой по Q , поэтому приходится прибегать к численным методам, функция правдоподобия достигает наибольшего значения, когда выражение $Y = \sum_{i=1}^n |x_i - Q|$ принимает наименьшее значение. Поэтому задача об отыскании оценки истинного значения сводится к определению такого значения $Q = \widehat{Q}(X_1, X_2, \dots, X_n)$, сумма модулей отклонений результатов наблюдений от которого является наименьшей. Задача решается методом последовательных приближений, причем в качестве первого приближения можно принять среднее арифметическое из полученных результатов.

3. Для равномерного закона распределения погрешностей

$$p_x(x_i, Q, \sigma_x) = \begin{cases} \frac{1}{b-a}, & a \leq x \leq b, \\ 0, & x < a, x > b, \end{cases} \quad (2.11)$$

причем

$$a = Q - \sigma_x \sqrt{3} \quad \text{и} \quad b = Q + \sigma_x \sqrt{3}. \quad (2.12)$$

Решение задачи нахождения оценки максимального правдоподобия для равномерного распределения погрешностей проводим численными методами, в результате чего получаем:

$$\hat{Q} = \frac{\hat{a} + \hat{b}}{2} = \frac{1}{2}(X_1 + X_n), \quad \sigma_x = \frac{\hat{b} - \hat{a}}{2\sqrt{3}} = \frac{X_n - X_1}{2\sqrt{3}}. \quad (2.13)$$

Основное достоинство оценок максимального правдоподобия в том, что они являются асимптотически (при $n \rightarrow \infty$) несмещенными; асимптотически эффективными и асимптотически нормально распределенными.

Если \hat{a} – оценка максимального правдоподобия для параметра a , то при достаточно большом числе n наблюдений (**практически уже при $n > 20...25$**) эту оценку можно считать нормально распределенной с математическим ожиданием $M[\hat{a}] = a$ и дисперсией $D[\hat{a}] = (M[-\partial^2 L / \partial a^2])^{-1}$ при любом распределении результатов наблюдений.

Для наиболее часто встречающегося на практике нормального распределения случайных погрешностей оценки максимального правдоподобия имеются особые обозначения.

Оценкой истинного значения является **среднее арифметическое** \bar{X} из результатов отдельных наблюдений X_i :

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i. \quad (2.14)$$

Вторая производная от логарифмической функции преобразования равна

$$\partial^2 L / \partial Q^2 = -n / \sigma_x^2,$$

поэтому дисперсия среднего арифметического в n раз меньше дисперсии σ_x^2 результатов наблюдений, т.е.

$$\sigma_x^2 = \frac{\sigma_x^2}{n}, \quad \sigma_x = \frac{\sigma_x}{\sqrt{n}}. \quad (2.15)$$

Оценка дисперсии результатов наблюдений при малом n является смещенной, поэтому точечную оценку дисперсии принято определять как

$$s_x^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2, \quad (2.16)$$

а оценку **среднего квадратического отклонения** результатов наблюдений как

$$s_x = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}. \quad (2.17)$$

Дисперсия оценки s_x среднего квадратического отклонения составляет

$$D[s_x] = \left\{ M \left[-\frac{\partial^2 L}{\partial \sigma_x^2} \right] \right\}^{-1} = \frac{s_x^2}{2n}, \quad \hat{\sigma}[s_x] = \frac{s_x}{\sqrt{2n}}. \quad (2.18)$$

Последнее соотношение показывает, что *относительная погрешность определения среднего квадратического отклонения* (в %) по результатам обработки ряда наблюдений достаточно велика:

$$\frac{\hat{\sigma}[s_x]}{s_x} \cdot 100 = \frac{100}{\sqrt{2n}}$$

и даже при $n = 50$ достигает 10 %. Для надежного суждения о точности эту погрешность следует увеличить еще минимум в два раза.

Наряду с методом максимального правдоподобия при определении точечных оценок широко используется метод *наименьших квадратов*. В соответствии с этим методом среди некоторого класса оценок выбирают ту, которая обладает наименьшей дисперсией, т.е. наиболее эффективную оценку. Для случая нормально распределенных случайных погрешностей оценки, получаемые методом наименьших квадратов, совпадают с оценками максимального правдоподобия.

2.2. РАСЧЁТ ПОГРЕШНОСТЕЙ ИЗМЕРЕНИЯ

Основной задачей эксперимента является измерение численных значений наблюдаемых физических величин. Измерением называется операция сравнения величины исследуемого объекта с известной величиной (мерой).

Принято различать прямые и косвенные измерения. При прямом измерении производится непосредственное сравнение величины измеряемого объекта с величиной меры. В результате искомая величина находится прямо по показаниям измерительного прибора, например, сила тока - по отклонению стрелки амперметра, вес - по показаниям весов и т.д. Однако, гораздо чаще, измерения проводят косвенно, например, площадь прямоугольника определяют по измерению длин его сторон, электрическое

сопротивление - по измерениям силы тока и напряжения и т.д. Во всех этих случаях искомое значение измеряемой величины получается путём соответствующих расчётов.

Результат всякого измерения всегда содержит некоторую погрешность. Поэтому в задачу измерений входит не только нахождение самой величины, но также и оценка допущенной при измерении погрешности.

Если оценка погрешности результата измерения не сделана, то можно считать, что измеряемая величина вообще неизвестна, поскольку погрешность может, вообще говоря, быть того же порядка, что и сама измеряемая величина или даже больше. В *технических измерениях* обычно заранее известно, что выбранный измерительный инструмент обеспечивает приемлемую точность, а влияние случайных факторов на результат измерений пренебрежимо мало по сравнению с ценой деления применяемого прибора.

Случайные погрешности обязаны своим происхождением ряду причин, действие которых различно в каждом опыте и не может быть учтено. Они имеют разные значения даже для измерений, выполненных одинаковым образом, т.е. носят случайный характер. Допустим, что сделано n повторных измерений одной и той же величины. *Если измерения выполнены одним и тем же методом, в одинаковых условиях и с одинаковой степенью тщательности, то такие измерения называются равноточными.*

Пусть минимальный интервал значений измеряемой величины, через который ведутся отсчёты (цена деления прибора), будет h , а среднее арифметическое всех результатов измерений будет $\langle x \rangle$. Обозначим через k_i число тех результатов, которые отклонились от среднего $\langle x \rangle$ на величину $\Delta x = ih$. Отложив по оси абсцисс величину абсолютных погрешностей Δx , а по оси ординат значения k_i , получим ступенчатый график, называемый гистограммой (рис. 2.1).

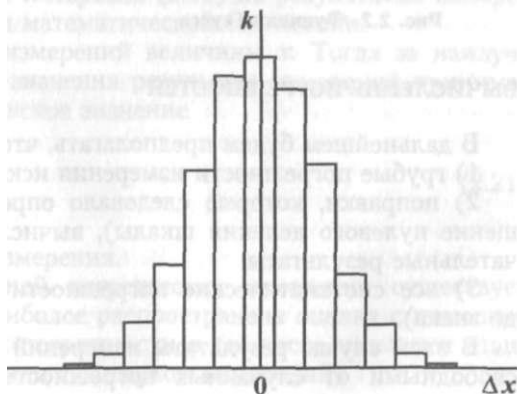


Рис. 2.1. Гистограмма распределения погрешностей

Если устремить число измерений к бесконечности, а интервал h - к нулю, то гистограмма переходит в пределе в непрерывную кривую, которая является кривой функции распределения погрешностей. При условиях, которые обычно выполняются при проведении измерений, эта кривая представляет собой график функции Гаусса, имеющей следующий вид:

$$f(\Delta x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\Delta x)^2}{2\sigma^2}}, \quad (2.19)$$

где параметр σ определяет ширину распределения. Несколько кривых Гаусса для разных значений параметра σ показаны на рис. 2.2.

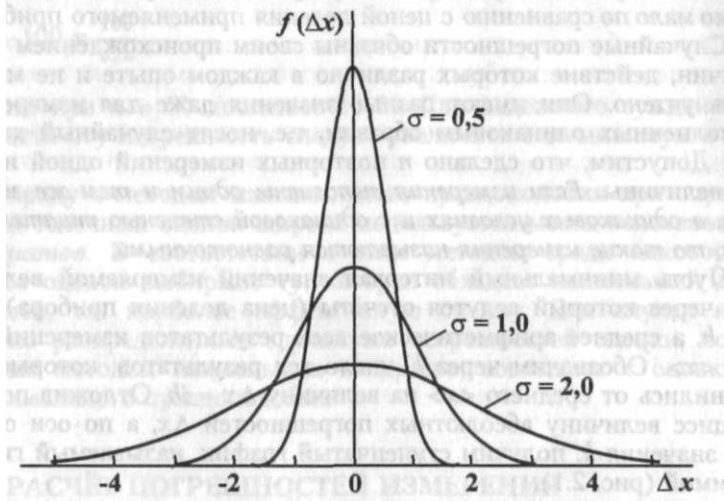


Рис. 2.2. Функция Гаусса

ВЫЧИСЛЕНИЕ ПОГРЕШНОСТЕЙ

В дальнейшем будем предполагать, что

- 1) грубые погрешности измерения исключены;
- 2) поправки, которые следовало определить (например, смещение нулевого деления шкалы), вычислены и внесены в окончательные результаты;
- 3) все систематические погрешности известны (с точностью до знака).

В этом случае результаты измерений оказываются все же несвободными от случайных погрешностей. Если случайная по-

грешность окажется меньше систематической, то, очевидно, нет смысла пытаться уменьшить величину случайной погрешности – всё равно результаты измерений не станут значительно лучше и, желая получить большую точность, нужно искать пути к уменьшению систематической погрешности. Наоборот, если случайная погрешность больше систематической, то именно случайную погрешность нужно уменьшить в первую очередь и добиться того, чтобы случайная погрешность стала меньше систематической, с тем чтобы последняя опять определяла окончательную погрешность результата.

На практике обычно уменьшают случайную погрешность до тех пор, пока она не станет сравнимой по величине с систематической погрешностью. Как будет видно из дальнейшего, случайная погрешность уменьшается при увеличении числа измерений.

Поскольку из-за наличия случайных погрешностей результаты измерений по своей природе представляют собой тоже случайные величины, истинного значения $x_{ист}$ измеряемой величины указать нельзя. Однако можно установить некоторый интервал значений измеряемой величины вблизи полученного в результате измерений значения $x_{изм}$, в котором с определенной вероятностью содержится $x_{ист}$. Тогда результат измерений можно представить в следующем виде:

$$x_{изм} - \Delta x \leq x_{ист} \leq x_{изм} + \Delta x, \quad (2.20)$$

где Δx – погрешность измерений. Из-за случайного характера погрешности точно определить её величину невозможно. В противном случае найденную погрешность можно было бы ввести в результат измерения в качестве поправки и получить истинное значение $x_{ист}$. Задача получения наилучшей оценки значения $x_{ист}$ и определения пределов интервала (2.20) по результатам измерений является предметом математической статистики.

Пусть проведено n измерений величины x . Тогда за наилучшую оценку истинного значения результата измерений принимается среднее арифметическое значение

$$\langle x \rangle = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i, \quad (2.21)$$

где x_i – результат i -го измерения.

Для оценки случайной погрешности измерения существует несколько способов. Наиболее распространена оценка с помощью средней квадратической погрешности σ (её часто называют стандартной погрешностью или стандартом измерений).

$$S_n = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\langle x \rangle - x_i)^2}{n-1}}, \quad (2.22)$$

где n — число наблюдений.

Если число наблюдений очень велико, то подверженная случайным колебаниям величина S_n стремится к постоянному значению σ :

$$\sigma = \lim_{n \rightarrow \infty} S_n. \quad (2.23)$$

Именно этот предел и входит в качестве параметра σ в функцию распределения Гаусса (2.19). Квадрат этой величины называется дисперсией измерений. В действительности, по результатам измерений всегда вычисляется не σ , а её приближенное значение S_n , которое, вообще говоря, тем ближе к σ , чем больше n .

Все сказанное о погрешностях относится к погрешностям отдельного измерения. Однако важнее знать, насколько может уклоняться от истинного значения x среднее арифметическое $\langle x \rangle$, полученное по формуле (2.21) для n повторных равнозначных измерений.

До этого было показано, что средняя квадратическая погрешность S среднего арифметического равна средней квадратической погрешности отдельного результата измерений S_n , делённой на корень квадратный из числа измерений n , т.е.

$$S = \frac{S_n}{\sqrt{n}}. \quad (2.24)$$

Эта фундаментальная зависимость показывает, как точность измерения зависит от числа проведённых наблюдений (измерений).

Пусть α является вероятностью того, что результат измерений отличается от истинного значения физической величины на величину, не большую, чем Δx . Вероятность α в этом случае носит название *доверительной вероятности*, а интервал значений измеряемой величины от $\langle x \rangle - \Delta x$ до $\langle x \rangle + \Delta x$ называется *доверительным интервалом*.

Определим доверительный интервал. Чем большим будет установлен этот интервал, тем с большей вероятностью $x_{\text{ист}}$ попадет в этот интервал. С другой стороны, более широкий интервал дает меньшую информацию относительно величины $x_{\text{ист}}$. Если ограничиться учётом только случайных погрешностей, то при

небольшом числе измерений n для уровня доверительной вероятности α полуширина доверительного интервала (2.20) равна

$$\Delta x_{\text{сл}} = t_{\alpha, n} S, \quad (2.25)$$

где $t_{\alpha, n}$ – коэффициент Стьюдента (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Коэффициенты Стьюдента

$\alpha = 0,68$		$\alpha = 0,95$		$\alpha = 0,99$	
n	$t_{\alpha, n}$	n	$t_{\alpha, n}$	n	$t_{\alpha, n}$
2	2,0	2	12,7	2	63,7
3	1,3	3	4,3	3	9,9
4	1,3	4	3,2	4	5,8
5	1,2	5	2,8	5	4,6
6	1,2	6	2,6	6	4,0
7	1,1	7	2,4	7	3,7
8	1,1	8	2,4	8	3,5
9	1,1	9	2,3	9	3,4
10	1,1	10	2,3	10	3,3
15	1,1	15	2,1	15	3,0
20	1,1	20	2,1	20	2,9
30	1,1	30	2,0	30	2,8
100	1,0	100	2,0	100	2,6

Смысл понятий «доверительный интервал» и «доверительная вероятность» состоит в следующем: пусть $\alpha = 0,95$, тогда можно утверждать с надежностью 95 %, что истинное значение величины $x_{\text{ист}}$ не отличается от оценки (2.21) больше, чем на $\pm \Delta x_{\text{сл}}$. Значения коэффициентов $t_{\alpha, n}$ в зависимости от α и n табулированы (см. табл.) Чтобы окончательно установить границы доверительного интервала, необходимо расширить его с учётом систематической погрешности $\Delta x_{\text{сист}}$. Систематическая погрешность, как правило, указана в паспорте или на шкале прибора, а в простейших случаях может быть принята равной половине цены деления младшего разряда шкалы.

2.3. ПОГРЕШНОСТИ ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Обычно суммарная погрешность определяется как корень квадратный из суммы квадратов случайной и систематической погрешностей:

$$\Delta x = \sqrt{\Delta x_{\text{сл}}^2 + \Delta x_{\text{сист}}^2}. \quad (2.26)$$

Определённая согласно (2.26) величина Δx является абсолютной погрешностью. Очевидно, что при одном и том же значении

Δx результат может оказаться достаточно точным при измерении некоторой большой величины, тогда как при измерении малой величины его точность будет недостаточной. Например, пусть имеется возможность измерять линейные размеры с погрешностью $\Delta x = 1$ мм. Ясно, что это заведомо превышает необходимую точность при измерении, скажем, размеров комнаты, но измерение окажется слишком грубым при определении толщины монеты. Таким образом, становится понятной необходимость введения относительной погрешности, которая определяется как

$$\delta = \frac{\Delta x}{\langle x \rangle} \quad (2.27)$$

и выражается, обычно, в процентах. Как видно, выражение (2.27) позволяет оценить величину погрешности по отношению к самой измеряемой величине.

Рассмотрим теперь случай, когда при повторении измерений в одних и тех же условиях устойчиво получаются одинаковые значения $x = x_0$. В этом случае систематическая погрешность настолько превышает случайную, что влияние случайной погрешности ничтожно мало. Истинное значение x отнюдь не равно x_0 . Оно, по-прежнему, остается неизвестным, и для него можно записать $x = x_0 \pm \Delta x$, причём погрешность Δx определяется в данном случае воспроизводящимися от опыта к опыту ошибками, связанными с неточностью измерительных приборов или метода измерений. Такую погрешность Δx , как отмечалось, называют систематической. Для более точного определения физической величины x в данном случае необходимо изменить постановку самого опыта: взять прибор более высокого класса точности, улучшить методику измерений и т.п.

Рассмотрим, каким образом оценить случайную погрешность **косвенного измерения** величины y , которая является функцией некоторого числа m непосредственно измеряемых величин x_i , т.е.

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_m). \quad (2.28)$$

Само среднее значение $\langle y \rangle$ можно найти из известной функциональной зависимости y , подставляя в качестве аргументов усредненные по всем проведенным опытам значения непосредственно измеренных величин $\langle x_i \rangle$. Соответствующие вычисления показывают, что абсолютная погрешность Δy в этом случае определяется по формуле

$$\Delta y = \sqrt{\sum_{i=1}^m \left(\frac{\partial f}{\partial x_i} \Delta x_i \right)^2}, \quad (2.29)$$

где $\frac{\partial f}{\partial x_i}$ — частные производные.

Относительная погрешность для косвенных измерений величины y определяется как

$$\delta = \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial \ln f}{\partial x_i} \Delta x_i \right)^2}. \quad (2.30)$$

Выражение (2.29) применяют в тех случаях, когда в зависимости (2.28) измеряемые величины x_i входят, в основном, в виде слагаемых, а формула (2.30) оказывается особенно удобной тогда, когда правая часть (2.28) представляет собой произведение величин x_i .

Учитывая зависимость между абсолютной и относительной погрешностями $\delta = \Delta y / \langle y \rangle$, легко по известной величине Δy вычислить δ и наоборот. Рассмотрим применение формул (2.29) и (2.30) на примере.

Пусть функциональная зависимость косвенно измеряемой величины y от непосредственно измеряемых величин x_i имеет следующий простой вид:

$$y = ax_1 + bx_2. \quad (2.31)$$

Поскольку функция y представляет собой сумму двух слагаемых, находим частные производные

$$\frac{\partial y}{\partial x_1} = a; \quad \frac{\partial y}{\partial x_2} = b \quad (2.32)$$

и подставляем их в формулу (2.29):

$$\Delta y = \sqrt{(a \cdot \Delta x_1)^2 + (b \cdot \Delta x_2)^2}, \quad (2.33)$$

причем абсолютные погрешности Δx_1 и Δx_2 должны быть предварительно определены, как указано ранее, по выражениям (2.22)–(2.26).

Пусть теперь функциональная зависимость косвенно измеряемой величины y от непосредственно измеряемых величин x_i имеет следующий вид:

$$y = \sqrt{\frac{ax^3}{x_2}}. \quad (2.34)$$

В этом случае для определения погрешности косвенно измеряемой величины y воспользуемся формулой (2.30). Для этого сначала найдем логарифм, а затем – частные производные:

$$\ln y = \frac{1}{2} (\ln a + 3 \ln x_1 - \ln x_2);$$

$$\frac{\partial \ln y}{\partial x_1} = \frac{3}{2x_1}; \quad \frac{\partial \ln y}{\partial x_2} = \frac{1}{2x_2}. \quad (2.35)$$

Подставляя в (2.30), найдем

$$\partial y = \sqrt{\left(\frac{3\Delta x_1}{2x_1}\right)^2 + \left(\frac{\Delta x_2}{2x_2}\right)^2} = \frac{1}{2} \sqrt{\left(3\frac{\Delta x_1}{x_1}\right)^2 + \left(\frac{\Delta x_2}{x_2}\right)^2}. \quad (2.36)$$

Измеряемая величина y имеет размерность физической величины. Брать логарифм от размерной величины нельзя. Чтобы устранить некорректность, достаточно разделить y на постоянную, равную единице данной размерности (если y — длина, то разделим на 1 м). После логарифмирования получится дополнительное слагаемое, которое исчезнет при взятии частных производных (производная от постоянной равна нулю).

При обработке результатов измерений может быть предложен следующий порядок операций.

При прямых измерениях

1. Вычисляется среднее из n измерений:

$$\langle x \rangle = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i.$$

2. Определяется средняя квадратическая погрешность среднего арифметического:

$$S = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{((x) - x_i)^2}{n(n-1)}}.$$

3. Задается доверительная вероятность α и определяется коэффициент Стьюдента $t_{\alpha, n}$ для заданного α и числа произведенных измерений n по табл. 2.1.

4. Находится полуширина доверительного интервала (абсолютная погрешность результата измерений):

$$\Delta x = \sqrt{\Delta x_{\text{сист}}^2 + \Delta x_{\text{сл}}^2}, \quad \text{где } \Delta x_{\text{сл}} = t_{\alpha, n} S.$$

5. Оценивается относительная погрешность результата измерений

$$\delta = \frac{\Delta x}{\langle x \rangle}.$$

б. Окончательный результат записывается в виде

$$x = \langle x \rangle \pm \Delta x.$$

При косвенных измерениях

1. Для каждой серии измерений величин, входящих в определение искомой величины, производится обработка в описанной последовательности. При этом для всех измеряемых величин задают одно и то же значение доверительной вероятности α .

2. Оценивается точность результата косвенных измерений по формуле (2.29) либо (2.30), где производные вычисляются при средних значениях величин.

3. Определяется относительная погрешность результата серии косвенных измерений.

4. Окончательный результат записывается в виде

$$y = \langle y \rangle \pm \Delta y, \text{ где } \langle y \rangle = f(\langle x_1 \rangle, \langle x_2 \rangle, \dots, \langle x_m \rangle).$$

Возможен и **другой подход к оценке погрешности результата косвенного измерения**. Вместо определения искомой величины через средние значения $\langle x_i \rangle$ как

$$\langle y \rangle = f(\langle x_1 \rangle, \langle x_2 \rangle, \dots, \langle x_m \rangle)$$

можно для каждого выполненного опыта вычислить

$$y_i = f(x_1^{(i)}, x_2^{(i)}, \dots, x_m^{(i)}),$$

а затем найти $\langle y \rangle$ как среднее арифметическое и далее абсолютную погрешность Δy . Оба способа дают близкие результаты.

2.4. ОКРУГЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

При вычислениях результаты измерений являются приближенными числами. Для приближенных чисел отличают запись 2,4 от 2,40, запись 0,02 от 0,0200 и т.д. Запись 2,4 означает, что верны только цифры целых и десятых, истинное же значение числа может быть, например, 2,43 или 2,38. Запись 2,40 означает, что верны и сотые доли, истинное число может быть 2,403 или 2,398, но не 2,421 и не 2,382. То же отличие проводится и для целых чисел. Запись 382 означает, что все цифры верны. Если же за последнюю цифру ручаться нельзя, то число округляется, но записывается не в виде 380, а в виде 38·10. Запись же 380 означает, что последняя цифра (ноль) верна. Если в числе 4720 верны лишь первые две цифры, его нужно записать в виде $47 \cdot 10^2$ или $4,7 \cdot 10^3$. В тех случаях, когда численные значения физических

величин много больше либо много меньше единицы, их принято записывать в виде числа между 1 и 10, умноженного на соответствующую степень десяти.

Число знаков в окончательном результате устанавливается по следующим правилам. Сначала ограничивается число значащих цифр погрешности. Значащими цифрами называются все верные цифры числа кроме нулей, стоящих впереди числа. Например, в числе 0,00385 три значащие цифры, в числе 0,03085 четыре значащие цифры, в числе 2500 - четыре, в числе 2,5·Ю³ - две. Погрешность записывается всегда одной или двумя значащими цифрами.

При этом руководствуются следующими соображениями. Величина случайной погрешности, полученная из обработки результатов некоторого числа измерений, сама является случайным числом, т.е., если проделать это же число измерений еще раз, то, вообще говоря, будет получен не только другой результат для измеряемой величины, но и другая оценка для погрешности. Поскольку погрешность оказывается случайным числом, то, пользуясь законами математической статистики, можно и для неё найти доверительный интервал. Расчеты показывают, что даже при довольно большом числе измерений этот доверительный интервал оказывается весьма широким, т.е. величина погрешности оценивается достаточно грубо. Так при 10 измерениях относительная погрешность у погрешности превышает 30 %. Поэтому *для значения погрешности* следует приводить *две значащие цифры*, если первая из них 1 или 2, и *одну значащую цифру*, если она равна или больше 3. Это правило легко понять, если учесть, что 30 % от 2 составляет 0,6, а от 4 уже 1,2. Таким образом, если погрешность выражается, например, числом, начинающимся с цифры 4, то это число содержит неточность (1,2), превышающую единицу первого разряда.

После того, как погрешность записана, значение результата должно быть округлено таким образом, чтобы его последняя значащая цифра была того же разряда, что и у погрешности. Пример представления окончательного результата:

$$c = (18,7 \pm 1,2) 10^2 \text{ с.}$$

2.5. КЛАССЫ ТОЧНОСТИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Класс точности - это обобщенная характеристика средств измерений, определяемая пределами допускаемых основных и дополнительных погрешностей, а также рядом других свойств, влияющих на точность осуществляемых с их помощью измере-

ний. Классы точности регламентируются стандартами на отдельные виды средств измерения с использованием метрологических характеристик и способов их нормирования.

Стандарт не распространяется на средства измерений, для которых предусматриваются отдельные нормы на систематическую и случайные составляющие, а также на средства измерений, для которых нормированы номинальные функции влияния, а измерения проводятся без введения поправок на влияющие величины. Классы точности не устанавливаются и на средства измерений, для которых существенное значение имеет динамическая погрешность.

Для остальных средств измерений обозначение классов точности вводится в зависимости от способов задания пределов допускаемой основной погрешности.

Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности могут задаваться либо в виде одночленной формулы

$$\Delta = \pm a, \quad (2.37)$$

либо в виде двухчленной формулы

$$\Delta = \pm(a + bx), \quad (2.38)$$

где Δ и x выражаются одновременно либо в единицах измеряемой величины, либо в делениях шкалы измерительного прибора.

Более предпочтительным является задание пределов допускаемых погрешностей в форме приведенной или относительной погрешности.

Пределы допускаемой приведенной основной погрешности нормируются в виде одночленной формулы

$$\gamma = \frac{\Delta}{X_n} = \pm p, \quad (2.39)$$

где число

$$p = 1 \cdot 10^n, 1,5 \cdot 10^n, 2 \cdot 10^n, 2,5 \cdot 10^n, 4 \cdot 10^n, 5 \cdot 10^n, 6 \cdot 10^n$$

$$(n = 1, 0, -1, -2, \dots).$$

Пределы допускаемой относительной основной погрешности могут нормироваться либо одночленной формулой

$$\delta = \frac{\Delta}{x} = \pm q, \quad (2.40)$$

либо двухчленной формулой

$$\delta = \frac{\Delta}{x} = \pm \left[c + d \left(\left| \frac{X_k}{X} \right| - 1 \right) \right], \quad (2.41)$$

где X_k — конечное значение диапазона измерений или диапазона значений воспроизводимой многозначной мерой величины, а постоянные числа q , c и d выбираются из того же ряда, что и число p .

В обоснованных случаях пределы допускаемой абсолютной или относительной погрешности можно нормировать по более сложным формулам или даже в форме графиков или таблиц.

Средствам измерений, пределы допускаемой основной погрешности которых задаются относительной погрешностью по одночленной формуле (2.39), присваивают классы точности, выбираемые из ряда чисел p и равные соответствующим пределам в процентах. Так для средства измерений с $\delta = 0,002$ класс точности обозначается 0,2.

Если пределы допускаемой основной относительной погрешности выражаются двухчленной формулой (2.41), то класс точности обозначается как c/d , где числа c и d выбираются из того же ряда, что и p , но записываются в процентах. Так, измерительный прибор класса точности 0,02/0,01 характеризуется пределами допускаемой основной относительной погрешности

$$\delta = \pm \left[0,02 + 0,01 \left(\left| \frac{X_k}{X} \right| - 1 \right) \right] \%. \quad (2.42)$$

Классы точности средств измерений, для которых пределы допускаемой основной приведенной погрешности нормируются по формуле (2.40), обозначаются одной цифрой, выбираемой из ряда для чисел p и выраженной в процентах. Если, например, $y = +0,005 = \pm 0,5 \%$, то класс точности обозначается как 0,5 (без кружка).

Классы точности обозначаются римскими цифрами или буквами латинского алфавита для средств измерений, пределы допускаемой погрешности которых задаются в форме графиков, таблиц или сложных функций входной, измеряемой или воспроизводимой величины. К буквам при этом допускается присоединять индексы в виде арабской цифры. Чем меньше пределы допускаемой погрешности, тем ближе к началу алфавита должна быть буква и тем меньше цифра. Недостатком такого обозначения класса точности является его чисто условный характер.

МЕТОДЫ И ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ

3.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИБОРОВ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ

Приборы для измерения температуры основаны на изменении следующих свойств вещества при изменении температуры:

На изменении объёма тела - *термометры расширения*:

- изменение линейного *размера-дилатометры*;
- изменение давления рабочего вещества в замкнутой камере - *манометрические термометры*.

На изменении сопротивления - *термометры сопротивления*:

- термометры из благородных металлов - платины;
- термометры из неблагородных металлов;
- полупроводниковые термометры (термисторы).

Основанные на явлении термоэффекта - *термопары*.

Использующие оптические свойства вещества - *оптические термометры или пирометры*:

- радиационные пирометры;
- яркостные пирометры;
- цветовые пирометры.

Таблица 3.1

Устройства для измерения температуры и их диапазоны измерения

Используемый физический эффект	Наименование устройства	Пределы длительного измерения температуры, °С	
		Нижний	Верхний
Тепловое расширение	Жидкостные стеклянные термометры	- 190	600
	Изменение давления	- 160	60
Изменение электрического сопротивления	Манометрические термометры	- 200	500
	Электрические термометры сопротивления	- 90	180
Термоэлектрические эффекты	Полупроводниковые термометры сопротивления	- 90	180
	Термоэлектрические термометры (термопары) стандартизованные	- 50	1600
Тепловое излучение	Термоэлектрические термометры (термопары) специальные	1300	2500
	Оптические пирометры	700	6000
	Радиационные пирометры	20	3000
	Фотоэлектрические пирометры	600	4000
	Цветовые пирометры	1400	2800

Использующие прочие свойства вещества:

- шумовые термометры, использующие зависимость уровня шума от температуры (для измерения низких температур);
- резонансные термометры, использующие зависимость резонансной частоты от температуры;
- термометры, использующие свойства *p-n* переходов.

В табл. 3.1 приведены наиболее распространенные устройства для измерения температуры и их диапазоны измерения.

3.2. МАНОМЕТРИЧЕСКИЕ ТЕРМОМЕТРЫ

Действие манометрических термометров основано на свойстве изменения давления вещества в замкнутом объёме под действием температуры. Замкнутая измерительная система манометрического термометра (рис. 3.1) состоит из чувствительного элемента, воспринимающего температуру измеряемой среды - металлического термобаллона 1, рабочего манометра 2 для измерения давления в системе, длинного соединительного металлического капилляра 3. При изменении температуры измеряемой среды дав-

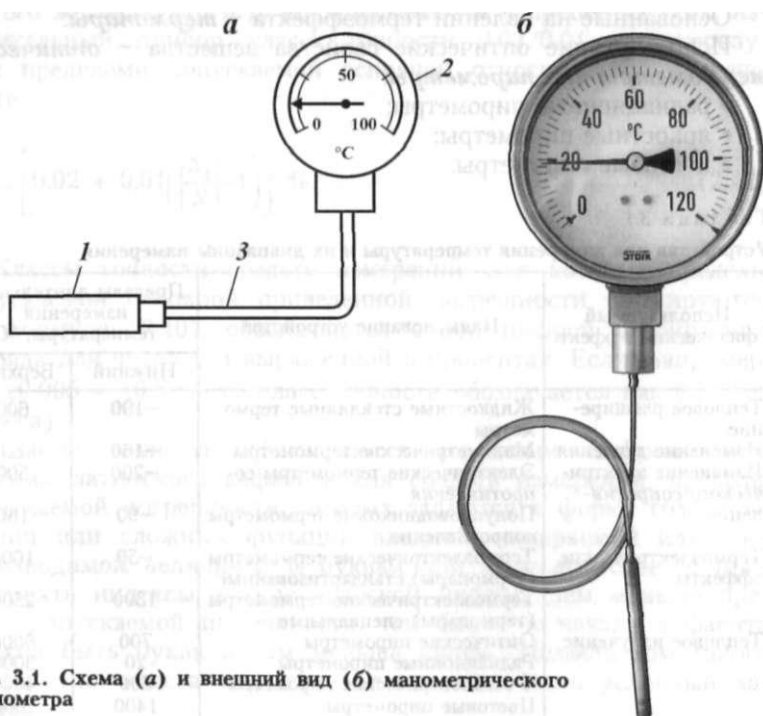


Рис. 3.1. Схема (а) и внешний вид (б) манометрического термометра

ление в системе изменяется, в результате чего изменившееся давление заставляет перемещаться стрелку по шкале манометра, отградуированного в градусах Цельсия.

Манометрические термометры подразделяют на три основные разновидности:

- жидкостные, в которых вся измерительная система (термобаллон, манометр и соединительный капилляр) заполнены жидкостью;
- конденсационные, в которых термобаллон заполнен частично жидкостью с низкой температурой кипения и частично – её насыщенными парами, а соединительный капилляр и манометр – насыщенными парами жидкости или, чаще, специальной передаточной жидкостью;
- газовые, в которых вся измерительная система заполнена инертным газом.

Для замкнутой системы

$$(p_1 V_1)/T_1 = (p_2 V_2)/T_2; \quad (3.1)$$

так как

$$V_1 = V_2 = V = \text{const}, \quad (3.2)$$

получим

$$(p_1 V)/T_1 = (p_2 V)/T_2, \quad (3.3)$$

откуда

$$T_2 = T_1(p_2/p_1) \quad (3.4)$$

или

$$T_2 = (T_1/p_1)p_2. \quad (3.5)$$

Система заправляется жидкостью или газом при температуре T_1 до давления p_1 , тогда

$$T_1/p_1 = \alpha = \text{const}. \quad (3.6)$$

Давление в системе пропорционально температуре термобаллона T_2 и это давление p_2 измеряют с помощью манометра.

Объём термобаллона должен составлять не менее 90 % объёма системы.

Манометрические термометры газонаполненные (ТПГ) в качестве рабочей среды используют жидкий азот, а наполненные жидкостью (ТПЖ) – ксилол.

3.3. ТЕРМОПАРЫ

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕРМОЭФФЕКТА

Впервые явление термоэфекта было обнаружено в 1823 г. Зеебеком. Термоэфект – это возникновение ЭДС в контуре, состоящем из двух проводников, имеющих разную работу выхода электронов. Два спая проводников должны находиться при разных температурах. Спай, находящийся при более низкой температуре, называется *холодным спаем*, а спай, находящийся при более высокой температуре, называется *горячим спаем*.

Пусть имеются два металла А, В с работой выхода электронов e_1 и e_2 , соответственно. Объединим их в контур согласно рис. 3.2. Пусть места контактов двух металлов (спаи) имеют разные температуры T_1 и T_2 . Скорость диффузии электронов через спай будет больше там, где будет больше температура спая. Вследствие этого на границах спая появятся ЭДС E_1 и E_2 . Их величины будут зависеть от скорости диффузии, которая в свою очередь зависит от температуры. Если $T_1 > T_2$, то электродвижущая сила в первом спая больше чем во втором и итоговая ЭДС в контуре отлична от нуля.

Способы включения термопары изображены на рис. 3.3.

Дополнительные спаи В–Сu не должны создавать дополнительных ЭДС.

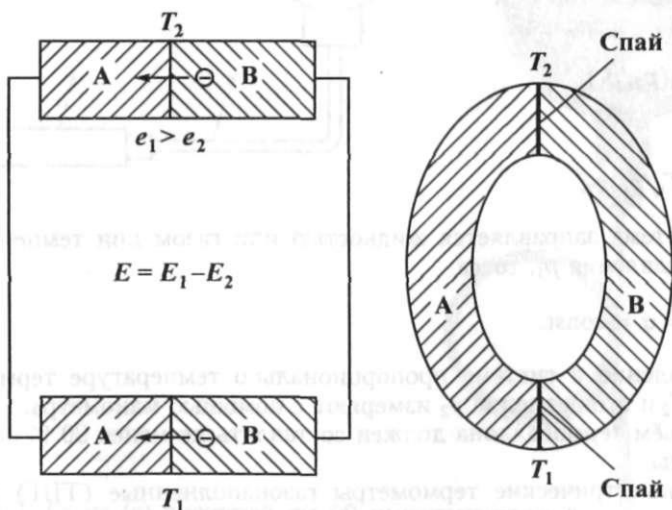


Рис. 3.2. К явлению термоэфекта

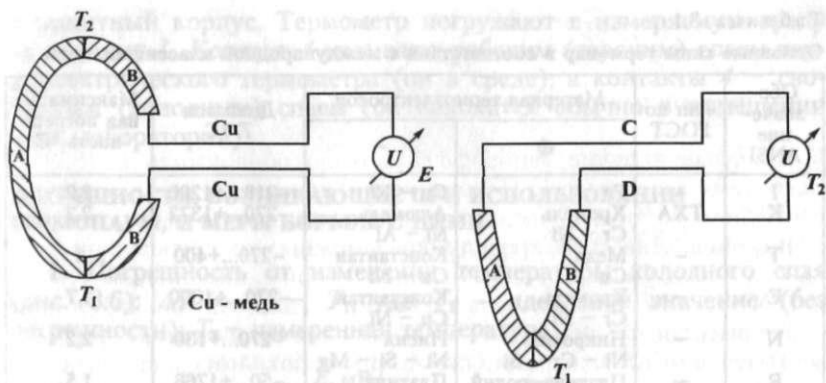


Рис. 3.3. Способы включения термопары

Подводящие провода С и D изготавливаются из специальных сплавов.

Материалы С и D подбираются так, чтобы $E_{AC} = E_{DB}$ в возможно большем диапазоне температур. Холодный спай такой удлиненной термопары располагается на клеммах регистрирующего прибора.

Как правило, термопары используют для измерения высоких температур.

Для измерения $T < 1000$ °С используют неблагородные металлы. Для $T = 1000...1600$ °С – металлы платиновой группы.

Для образования термопары обычно используют сплавы металлов А и В:

1. Хромель – алюмель.
2. Хромель – копель.
3. Железо – копель.

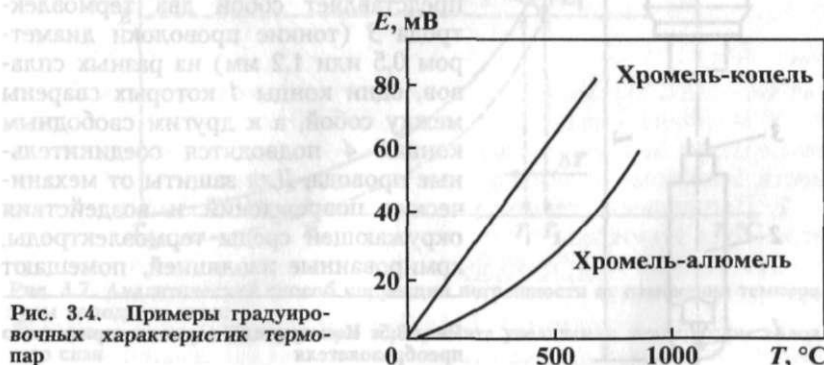
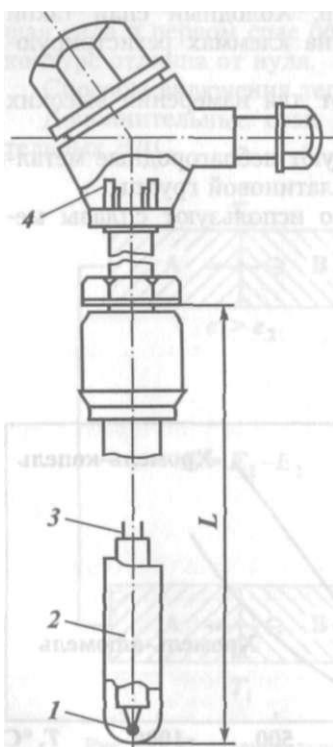


Рис. 3.4. Примеры градуировочных характеристик термопар

Таблица 3.1

Основные типы термопар в соответствии с международной классификацией

Обозначение ANSI	Тип по ГОСТ	Материал термоэлектродов		Диапазон $T, ^\circ\text{C}$	Максимальная погрешность $^\circ\text{C}$
		\oplus	$-$		
I K	ТХА	Fe	Cu - Ni	-210...+1200	2,2
		Хромель Cr - Ni	Алюмель Ni - Al	-270...+1372	2,2
T	-	Медь Cu	Константан Cu - Ni	-270...+400	1
E	-	Хромель Cr - Ni	Константан Cu - Ni	-270...+1000	1,7
N	-	Никросил Ni - Cr - Si	Нисил Ni - Si - Mg	-270...+130	2,2
R	-	Платина-родий Pt - 13 % Rh	Платина Pt	-50...+1768	1,5
		Pt - 10 % Rh	Pt	-50...+1768	1,5
S	ТПП	Pt - 30 % Rh	Pt - 6 % Rh	0...+1820	0,5
B	ТПР	Вольфрам-рений	W - 25 % Re	0...+2320	4,5
C	ТВР	W-5 % Re			



Хромель – сплав никеля и хрома. Копель – сплав меди и никеля. Основные типы термопар приведены в табл. 3.1.

Зависимость термоЭДС от температуры горячего спая носит название *градуировочной характеристики термопары* (рис. 3.4). Она строится при температуре холодного спая $T_2 = 0 ^\circ\text{C}$.

Конструкция термоэлектрического преобразователя показана на рис. 3.5.

Термоэлектрический термометр представляет собой два термоэлектроды 3 (тонкие проволоки диаметром 0,5 или 1,2 мм) из разных сплавов, одни концы 1 которых сварены между собой, а к другим свободным концам 4 подводятся соединительные провода. Для защиты от механических повреждений и воздействия окружающей среды термоэлектроды, армированные изоляцией, помещают

Рис. 3.5. Конструкция термоэлектрического преобразователя

в защитный корпус. Термометр погружают в измеряемую среду на глубину L . Контакт 1 называют рабочим (горячим) спаем термоэлектрического термометра (он в среде), а контакты 4 – свободным (холодным) спаем (он находится обычно в помещении цеха, лаборатории).

ПОГРЕШНОСТИ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕРМОПАРЫ, И МЕРЫ БОРЬБЫ С НИМИ

1. Погрешность от изменения температуры холодного спая (рис. 3.6): $\Delta T = T_2 - T_1$, где T_1 – идеальное значение (без погрешности); T_2 – измеренная температура.

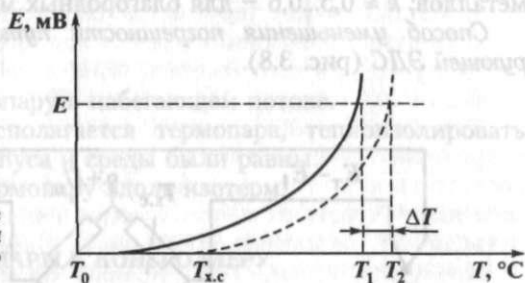


Рис. 3.6. Градуировочные характеристики термопары при температурах холодного спая $T = 0$ и $T_{x.c}$

Аналитический способ коррекции погрешности (рис. 3.7).

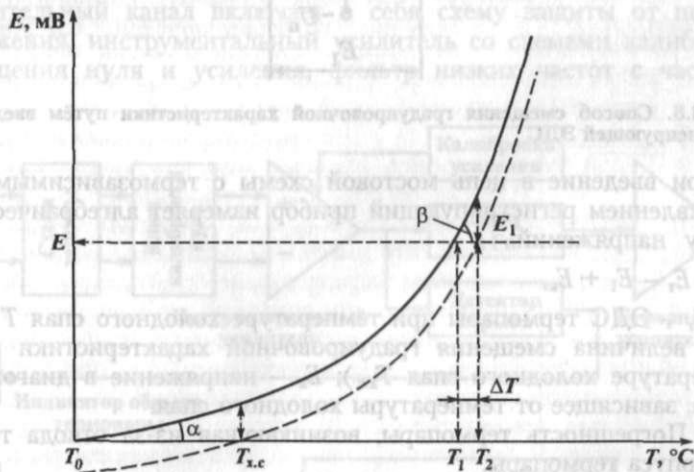


Рис. 3.7. Аналитический способ коррекции погрешности от изменения температуры холодного спая: E_1 – уменьшение ЭДС термопары в результате увеличения температуры холодного спая.

В соответствии с рис. 3.7:

$$E_1 = (T_{x.c} - T_0)tg\alpha;$$

$$E_1 = \Delta T tg\beta;$$

$$(T_{x.c} - T_0)tg\alpha = \Delta T tg\beta;$$

$$\Delta T = (T_{x.c} - T_0)(tg\alpha/tg\beta).$$

Введём обозначения: $(tg\alpha/tg\beta) = k$, тогда

$$\Delta T = (T_{x.c} - T_0)k.$$

Рекомендуется принимать $k \approx 0,8...1,0$ – для неблагородных металлов; $k \approx 0,5...0,6$ – для благородных металлов.

Способ уменьшения погрешности путём введения компенсирующей ЭДС (рис. 3.8).

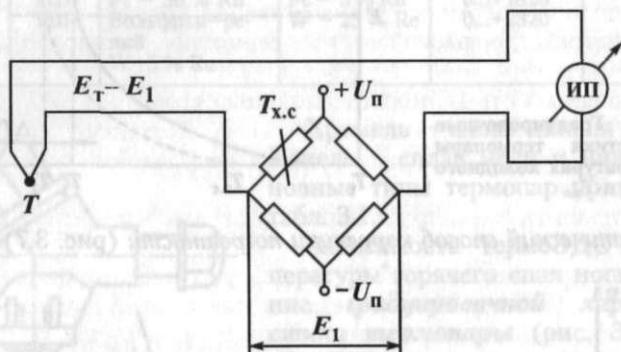


Рис. 3.8. Способ смещения градуировочной характеристики путём введения компенсирующей ЭДС

При введении в цепь мостовой схемы с термозависимым сопротивлением регистрирующий прибор измеряет алгебраическую сумму напряжений:

$$U_{II} = E_T - E_1 + E_K,$$

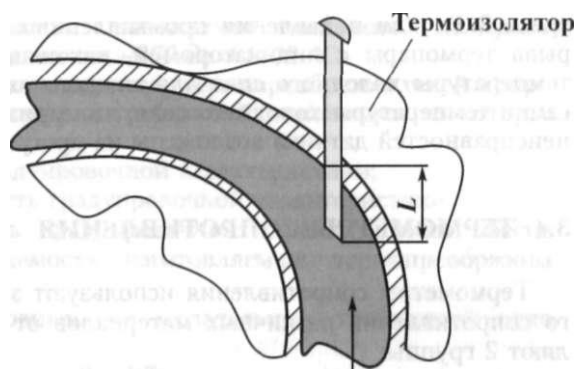
где E_T – ЭДС термопары при температуре холодного спая $T = 0$; E_1 – величина смещения градуировочной характеристики (при температуре холодного спая $T_{x.c}$); E_K – напряжение в диагонали моста, зависящее от температуры холодного спая.

2. Погрешность термопары, возникающая из-за отвода тепла от корпуса термопары.

Для уменьшения этого вида погрешности рекомендуется следующее (рис. 3.9):

- Глубину погружения L термопары в поток делать максимально возможной.

Рис. 3.9. Схема расположения термопары в теплоизолированном участке трубопровода



- Располагать термопару в набегающем потоке.
- Участок, где располагается термопара, теплоизолировать, чтобы температура корпуса и среды были равны.
- Ориентировать термопару вдоль изотерм.

ПОДКЛЮЧЕНИЕ ТЕРМОПАРЫ К КОНТРОЛЛЕРУ

На рис. 3.10 приведена блок-схема модуля измерительного канала для термопары при её подключении к контроллеру. Измерительный канал включает в себя схему защиты от перенапряжения, инструментальный усилитель со схемами калибровки смещения нуля и усиления, фильтр низких частот с частотой

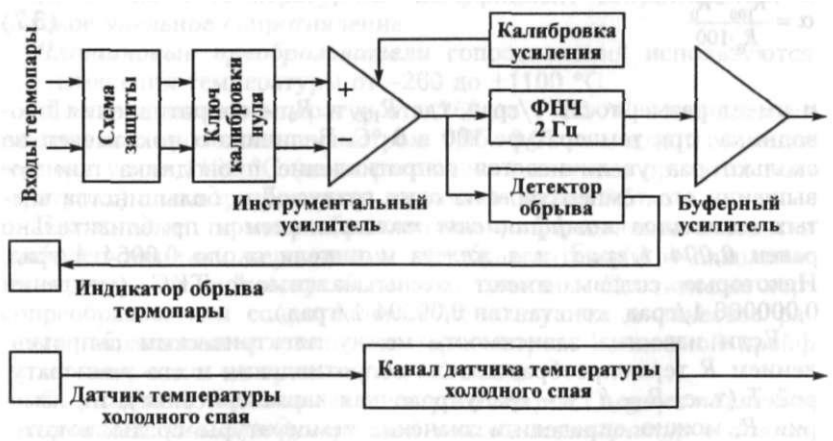


Рис. 3.10. Блок-схема измерительного канала термопары

среза 2 Гц для подавления промышленных помех, детектор обрыва термопары с индикатором и, наконец, отдельные датчики температуры холодного спая для каждого входа. Задачи компенсации температуры холодного спая, линеаризации и обнаружения неисправностей датчика возложены на программное обеспечение.

3.4. ТЕРМОМЕТРЫ СОПРОТИВЛЕНИЯ

Термометры сопротивления используют зависимости активно сопротивления различных материалов от температуры. Выделяют 2 группы:

1. Металлические термометры сопротивления.
2. Полупроводниковые термометры сопротивления.

Материал для изготовления термометров сопротивления: медь (Cu), никель (Ni), платина (Pt).

Для изготовления стандартизованных термопреобразователей сопротивления в настоящее время применяют платину и медь, соответственно термопреобразователи сопротивления (ТС) по материалу чувствительного элемента подразделяются на платиновые (ТСП) и медные (ТСМ) по ГОСТ 6651–84.

Измерение температуры термопреобразователями сопротивления основано на свойстве металлов и полупроводников изменять своё электрическое сопротивление с изменением температуры. Свойство это характеризуется температурным коэффициентом сопротивления (ТКС), величина которого определяется уравнением

$$\alpha = \frac{R_{100} - R_0}{R_0 \cdot 100} \quad (3.7)$$

и имеет размерность 1/град, где R_{100} и R_0 – сопротивления проводника при температуре 100 и 0 °С. Величина α показывает, во сколько раз увеличивается сопротивление проводника при повышении его температуры на один градус. Для большинства чистых **металлов коэффициент положителен** и приблизительно равен **0,004 1/град**, для железа и никеля около 0,0064 1/град. Некоторые сплавы имеют очень маленький ТКС (манганин 0,000006 1/град, константан 0,00004 1/град).

Если известна зависимость между электрическим сопротивлением R термопреобразователя сопротивления и его температурой T (т. е. $R = f(T)$ – градуировочная характеристика), то, измерив R , можно определить значение температуры среды, в которую он погружен.

Термопреобразователи позволяют надежно измерять температуру в пределах от -260 до $+1100$ °С.

К металлическим проводникам термопреобразователей сопротивления предъявляется ряд требований, основными из которых являются:

- стабильность градуировочной характеристики;
- воспроизводимость градуировочной характеристики.

Воспроизводимость градуировочной характеристики обеспечивает взаимозаменяемость изготавливаемых термопреобразователей сопротивления.

К числу не основных, но желательных требований относятся:

- линейность функции $R = f(T)$;
- высокое значение ТКС;
- большое удельное сопротивление;
- невысокая стоимость материала.

Исследованиями установлено, что чем чище металл, тем в большей степени он отвечает указанным требованиям и тем больше значения отношения R_{100}/R_0 и α .

Степень чистоты металла и наличие в нём механических напряжений принято характеризовать значением отношения R_{100}/R_0 . Для эталонных термометров применяют платину с отношением R_{100}/R_0 больше 1,392, для технических измерений от 1,385 до 1,390.

Платина является наилучшим материалом для термопреобразователей сопротивления, так как легко получается в чистом виде, обладает хорошей воспроизводимостью, химически инертна в окислительной среде при высоких температурах, имеет достаточно большой температурный коэффициент сопротивления и высокое удельное сопротивление.

Платиновые преобразователи сопротивления используются для измерения температуры от -260 до $+1100$ °С.

Для диапазона температур от -260 до $+750$ °С используются платиновые проволоки диаметром 0,05...0,07 мм, для измерения температур до 1100 °С (из-за распыления платины при этих температурах) диаметр проволоки составляет около 0,5 мм.

Платиновые термопреобразователи сопротивления являются наиболее точными первичными преобразователями в диапазоне температур, где они могут быть использованы. Платиновые термопреобразователи сопротивления используются в качестве рабочих, образцовых и эталонных термометров. Временной дрейф их характеристик не превышает 1 °С в год.

С помощью платиновых термометров осуществляется воспроизведение международной шкалы температур в диапазоне от $-182,97$ до $630,5$ °С.

Недостатком платины является нелинейность функции $R = f(T)$ и, кроме того, платина – дорогой металл.

Медь – один из недорогостоящих металлов, легко получаемых в чистом виде. Медные термопреобразователи сопротивлений предназначены для измерения температуры в диапазоне от -50 до $+200$ °С. При более высоких температурах медь активно окисляется и потому не используется.

Диаметр медной проволоки обычно равен $0,1$ мм.

Никель и железо благодаря своим относительно высоким температурным коэффициентам электрического сопротивления и сравнительно большим сопротивлениям хотя и используются для измерения температуры в диапазоне от -50 до $+250$ °С, однако широко не применяются. Это связано с тем, что *градуировочная характеристика их нелинейна, а главное, не стабильна и не воспроизводима*. Термометры сопротивления, изготовленные из этих металлов, не стандартизованы. Градуировочная характеристика медного термометра сопротивления показана на рис. 3.11.

Зависимость электрического сопротивления меди от температуры имеет вид

$$R(T) = R_0 + \frac{\partial R}{\partial T} T. \quad (3.8)$$

После преобразования

$$R(T) = R_0 \left(1 + \frac{1}{R_0} \frac{\partial R}{\partial T} T \right) \quad (3.9)$$

и далее

$$R(T) = R_0(1 + \alpha T), \quad (3.10)$$

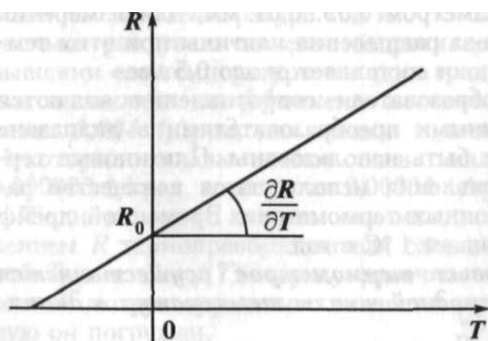


Рис. 3.11. Градуировочная характеристика медного термометра сопротивления

где $\alpha = \frac{1}{R_0} \frac{\partial R}{\partial T}$ – температурный коэффициент сопротивления (ТКС).

Основные параметры термометров сопротивления приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Основные параметры термометров сопротивления

Подгруппа ТС	$R_0, \text{ Ом}$	Условное обозначение		Диапазон температур	
		русское	международное	$T_{\min}, \text{ }^\circ\text{C}$	$T_{\max}, \text{ }^\circ\text{C}$
ТСП	50	50П	Pt 50	-260	+850
	100	100П	Pt 100	-260	+850
ТСМ	50	50М	Cu 50	-200	+200
	100	100М	Cu 100	-200	+200
ТСН	100	100Н	Ni 100	-60	+180

Конструкция чувствительного элемента ТС. На рис. 3.12, а показана конструкция термометра сопротивления (1 - головка, 2 - штуцерная гайка, 3 - арматура, 4 - чувствительный элемент).

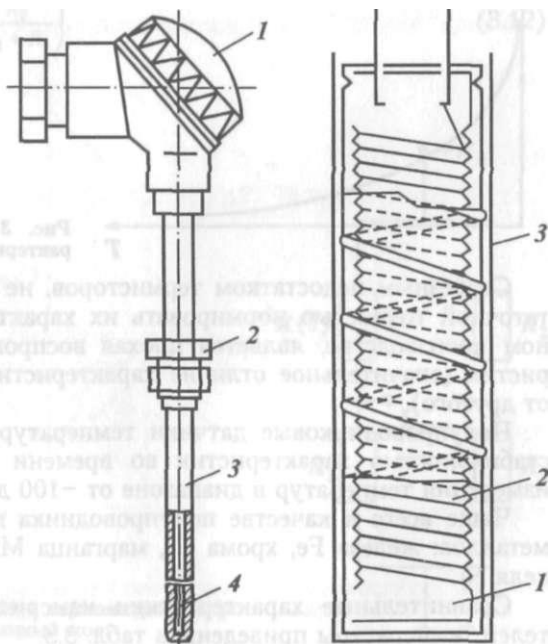


Рис. 3.12. Конструкция (а) и исполнение чувствительного элемента (б) термометра сопротивления

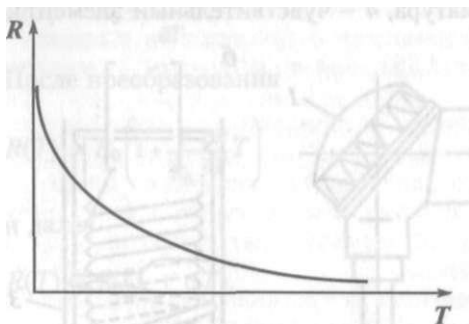
Металлический термометр сопротивления имеет чувствительный элемент (рис. 3.12, б) в виде тонкой (диаметром 0,05 мм) проволоки 2, намотанной на слюдяную пластину 1 (или пластмассовый цилиндр) и помещенной в защитный чехол 3.

Полупроводниковые терморезисторы (термисторы), по сравнению с металлическими, обладают более высокой чувствительностью. Они имеют отрицательный температурный коэффициент сопротивления. Полупроводниковые терморезисторы при весьма малых размерах имеют высокие значения сопротивления (до 1 МОм). Для измерения температуры наиболее распространены полупроводниковые терморезисторы типов КМТ (смесь окислов кобальта и марганца) и ММТ (смесь окислов меди и марганца).

Термисторы имеют нелинейную градуировочную характеристику (рис. 3.13), которая описывается следующей формулой:

$$R = Ae^{B/T}, \quad (3.11)$$

где T – абсолютная температура; A – коэффициент, имеющий размерность сопротивления; B – коэффициент, имеющий размерность температуры.



Серьёзным недостатком термисторов, не позволяющим с достаточной точностью нормировать их характеристики при серийном производстве, является плохая воспроизводимость характеристик (значительное отличие характеристик одного экземпляра от другого).

Полупроводниковые датчики температуры обладают высокой стабильностью характеристик во времени и применяются для измерения температур в диапазоне от -100 до 200 °С.

Чаще всего в качестве полупроводника используются окислы металлов: железа Fe, хрома Cr, марганца Mn, кобальта Co и никеля Ni.

Сравнительные характеристики измерительных преобразователей температуры приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Сравнительные характеристики измерительных преобразователей температуры

Параметр	Термопары	Термометр сопротивления	Термистор
Чувствительность	10...50 мВ/°С	0,1..10 Ом/°С	0,1..10 кОм/°С
Стабильность во времени (дрейф в год), %	0,5	0,01	1
Воспроизводимость характеристик, °С	5	0,05	0,5
Диапазон температур, °С	-200..1600	-150...850 ⁰	-100...350 ⁰
Линейность, %	2	1	3

СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ ТЕРМОМЕТРОВ СОПРОТИВЛЕНИЯ

На рис. 3.14 показана схема включения термометра сопротивления в несбалансированный мост.

Схема позволяет преобразовать величину сопротивления датчика температуры в напряжение

$$U_{\text{вых}} = E_{\text{п}} \left(\frac{R(T)}{R_1 + R(T)} - \frac{R_2}{R_2 + R_3} \right) \quad (3.12)$$

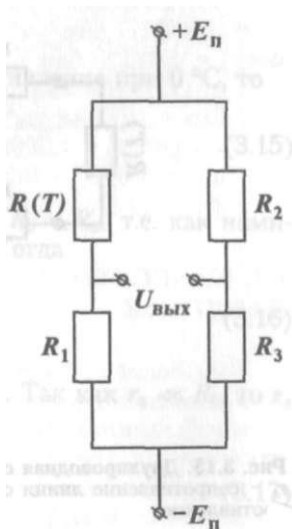


Рис. 3.14. Схема включения термометров сопротивления в несбалансированный мост

На рис. 3.15 показана двухпроводная схема включения термометра сопротивления в сбалансированный мост.

Баланс моста осуществляется с помощью сопротивления R_1 .

Термометры сопротивления подключаются к регистрирующей аппаратуре с помощью кабеля связи, который изготавливается из медных проводников. Удельное сопротивление проводов линии связи составляет 0,1 Ом/м.

Сопротивление линии связи будет меняться под действием температуры окружающей среды.

Условие баланса моста:

$$(R(T) + 2r_{\text{л}}) \cdot R_2 = R_3 \cdot R_1.$$

При двухпроводной схеме включения термометра величина результата измерений зависит от сопротивления линии связи $r_{\text{л}}$, которое меняется под действием температуры.

Для исключения влияния $r_{\text{л}}$ используют трёхпроводную схему включения термометров сопротивления. На рис. 3.16 показана трёхпроводная схема включения термометра сопротивления в сбалансированный мост.

В диагональ моста CD включается источник питания $E_{\text{п}}$. Сопротивление $R_{\text{T}}(T)$ уравнивается сопротивлением R_1 . С помощью калиброванного сопротивления R_1 добиваются баланса моста.

Баланс моста $U_{AB} = 0$ достигается при условии

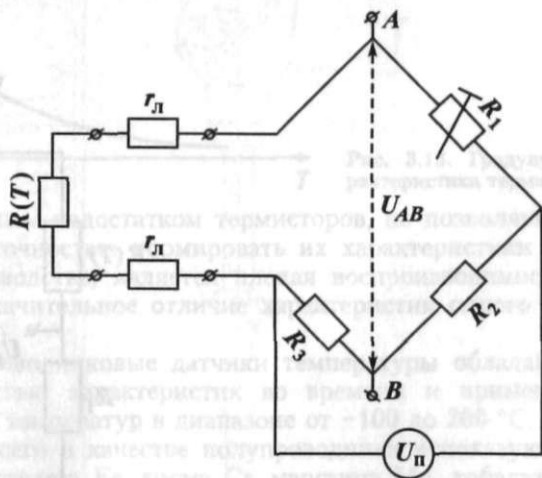


Рис. 3.15. Двухпроводная схема включения термометра сопротивления: г, - сопротивление линии связи; R_i - переменное, заранее отградуированное сопротивление

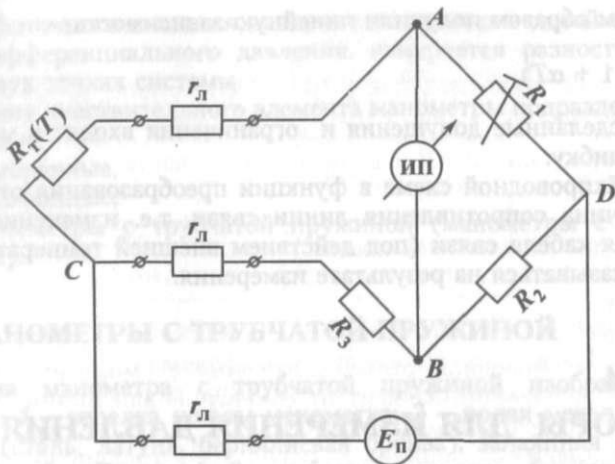


Рис. 3.16. Трёхпроводная схема включения термометра сопротивления

$$(R_T + r_L) \cdot R_2 = R_1 \cdot (R_3 + r_L), \quad (3.13)$$

т.е. произведение сопротивлений противоположных плеч моста должны быть равны. Откуда

$$R_1 = \frac{(R_T + r_L) R_2}{R_3 + r_L}. \quad (3.14)$$

Так как

$$R_T = R_0(1 + \alpha \cdot T),$$

где α – ТКС, T – температура, R_0 – сопротивление при 0°C , то

$$R_1 = \frac{[R_0(1 + \alpha T) + r_L] R_2}{R_3 + r_L}. \quad (3.15)$$

Для удобства расчета схемы выбирают $R_3 = R_0$, т.е. как номинальное сопротивление датчика при 0°C . Тогда

$$R_1 = R_2 \cdot \frac{R_0 + R_0 \alpha T + r_L}{R_0 + r_L} = R_2 \left(1 + \frac{R_0 \alpha T}{R_0 + r_L} \right). \quad (3.16)$$

При расчёте оценивают порядок R_0 и r_L . Так как $r_L \ll R_0$, то r_L пренебрегают:

$$R_1 \approx R_2 \left(1 + \frac{R_0 \alpha T}{R_0} \right) = R_2(1 + \alpha T). \quad (3.17)$$

Таким образом получили линейную зависимость

$$R_1 = R_2(1 + \alpha T). \quad (3.18)$$

Все сделанные допущения и ограничения входят в методическую ошибку.

В трёхпроводной схеме в функции преобразования отсутствует величина сопротивления линии связи, т.е. изменение сопротивления кабеля связи (под действием внешней температуры) не будет сказываться на результате измерения.

Глава 4

ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Давление может быть выражено в различных единицах.

Система СИ:

1 Па (паскаль) = 1 Н/м² (ньютон на квадратный метр).

Внесистемные единицы:

1 атм (нормальная, физическая атмосфера) = 760 мм рт. ст. (миллиметр ртутного столба) (при $t = 0 \text{ }^\circ\text{C}$, $g = 9,80665 \text{ м/с}^2$, $\rho(\text{Hg}) = 13595,08 \text{ кг/м}^3$) =

= 760 Торр (торричелли) =
= 10 333 мм вод. ст. (миллиметр водяного столба) =
= 14,696 фунт (английский) на квадратный дюйм =
= 15,724 фунт (русский) на квадратный дюйм =
= 1,033227 кгс/см² (килограмм – сила на квадратный сантиметр) = 1,01325 бар;

1 ат (техническая атмосфера) = 1 кгс/м²;

1 бар = 10⁶ дин/см² = 10⁶ барий = 10⁵ Па;

1 мм рт. ст. = 1,00000014 Торр = 133,3224 Па;

1 фунт/дюйм² = 0,070307208 кгс/см² (Великобритания);

1 фунт/дюйм² (psi) = 0,070306682 кгс/см² (США).

4.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИБОРОВ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Различают приборы:

- абсолютного давления (**барометры**),
- избыточного давления (**манометры**), показывают на сколько давление в системе превышает атмосферное.

В нефтегазовой промышленности в основном находят применение манометры. Используются манометры двух типов:

- Избыточного давления, давление измеряется в одной точке.
- Дифференциального давления, измеряется разность давлений в двух точках системы.

По типу чувствительного элемента манометры подразделяют на следующие:

- мембранные,
- сильфонные,
- манометры с трубчатой пружиной (манометры с трубкой Бурдона).

4.2. МАНОМЕТРЫ С ТРУБЧАТОЙ ПРУЖИНОЙ

Схема манометра с трубчатой пружиной изображена на рис. 4.1: 1 – стрелка шкалы манометра; 2 – полая металлическая трубка (сталь, латунь, бериллиевая бронза), запаянная с одного конца (трубка Бурдона); 3 – зубчатая передача; 4 – штуцер для подачи давления. Диапазон: $10^5 - 10^3$ Па. Погрешность: 0,1–5 %.

Под действием внешнего давления трубка разгибается. Перемещение конца трубки можно описать выражением

$$X = (p_{\text{атм}} - p)(A_1 - A_2)/C,$$

где A_1 и A_2 – площади наружной и внутренней поверхностей трубки; C – жесткость трубки.

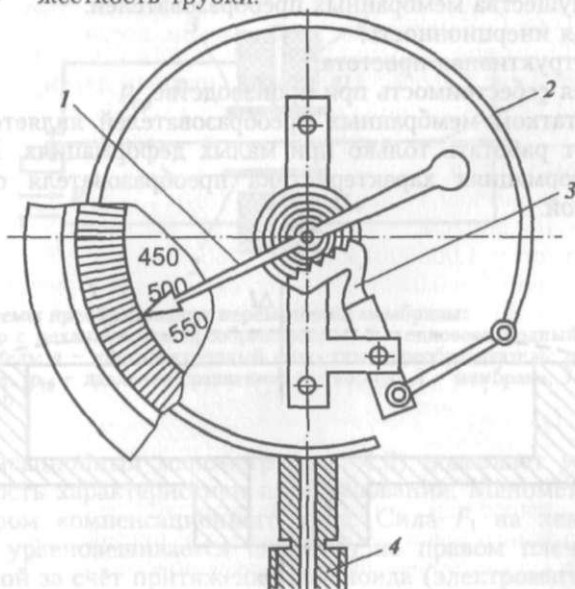


Рис. 4.1. Схема манометра с трубчатой пружиной

4.3. МЕМБРАННЫЕ МАНОМЕТРЫ

Под действием давления p (рис. 4.2.) металлическая мембрана I выгибается. Для малых перемещений (малых деформаций)

где k - коэффициент пропорциональности; R - радиус мембраны; E - модуль упругости мембраны; b - толщина мембраны; p - давление.

Перемещение центра мембраны преобразуют в электрический сигнал. Несколько способов преобразования приведены на рис. 4.3. Погрешность минимальна при $p \gg p_{cr}$. Перемещение мембраны (стрелки):

$$X = (p^{cr} - p)/K,$$

где K - постоянный коэффициент.

Дифференциальный манометр с мембранным чувствительным элементом приведен на рис. 4.4 и 4.5. Датчик имеет две полости с давлением p_1 и p_2 . Под действием разности давлений p_1 и p_2 мембрана прогибается и перемещает сердечник 4. При перемещении сердечника меняется напряжение на выходе ДТП.

Преимущества мембранных преобразователей:

- малая инерционность;
- конструктивная простота;
- малая себестоимость при производстве.

Недостатком мембранных преобразователей является то, что они могут работать только при малых деформациях. При больших деформациях характеристика преобразователя становится нелинейной.

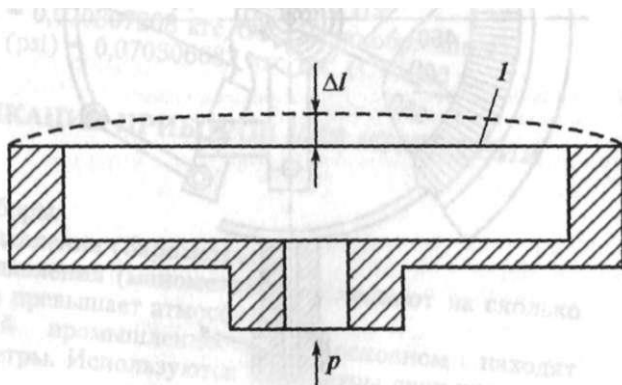


Рис. 4.2. Схема мембранного манометра

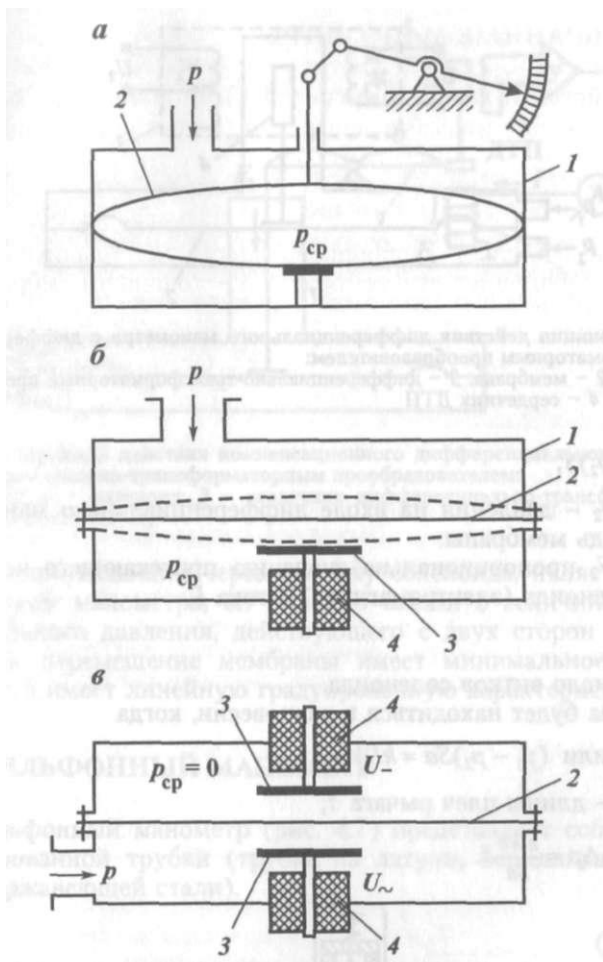


Рис. 4.3. Схемы преобразования перемещения мембраны:
 а - барометр с механическим преобразованием; б - одноэлектродный емкостный преобразователь; в - двухэлектродный емкостный преобразователь; p - измеряемое давление; $p_{\text{ср}}$ - давление сравнения; 1 - корпус; 2 - мембрана; 3 - электрод; 4 - изолятор

Компенсационный манометр (рис. 4.6) позволяет уменьшить нелинейность характеристики преобразования. Манометр является прибором компенсационного типа. Сила F_1 на левом плече рычага 1 уравнивается силой F_2 на правом плече рычага, развиваемой за счёт притяжения соленоида (электромагнита) 2.

Сила F_1 пропорциональна значению дифференциального давления

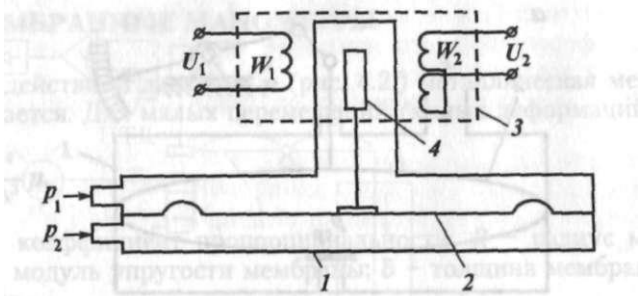


Рис. 4.4. Принцип действия дифференциального манометра с дифференциально-трансформаторным преобразователем:

1 - корпус; 2 - мембрана; 3 - дифференциально-трансформаторный преобразователь (ДТП); 4 - сердечник ДТП

$$F_1 = (p_1 - p_2)S, \quad (4.2)$$

где p_1 и p_2 - давления на входе дифференциального манометра; S - площадь мембраны.

Сила F_2 пропорциональна значению протекающего через обмотку соленоида (электромагнита) 2 тока I

$$F_2 = kW, \quad (4.3)$$

где W - число витков соленоида.

Система будет находиться в равновесии, когда

$$F_1 a = F_2 b \text{ или } (p_1 - p_2)Sa = kWb, \quad (4.4)$$

где a и b - длины плеч рычага 1;

$$(p_1 - p_2) = \Delta p = \frac{kWb}{Sa} I. \quad (4.5)$$

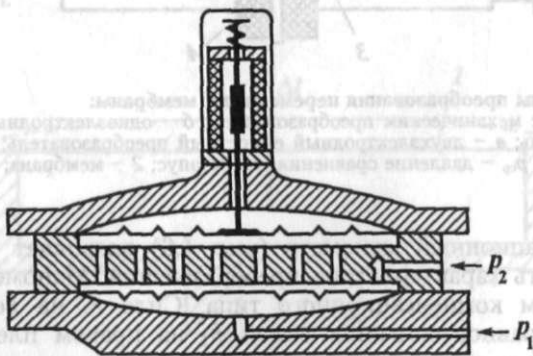


Рис. 4.5. Конструкция дифференциального манометра с дифференциально-трансформаторным преобразователем

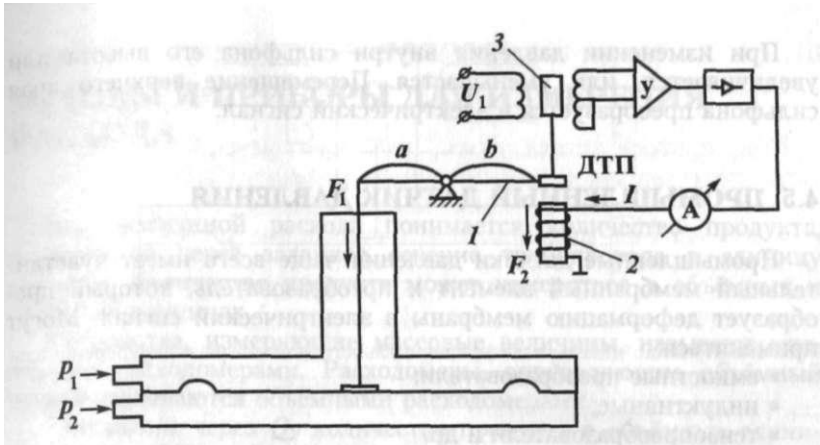


Рис. 4.6. Принцип действия компенсационного дифференциального манометра с дифференциально-трансформаторным преобразователем:
 / - рычаг; 2 - соленоид; 3 - сердечник дифференциально-трансформаторного преобразователя (ДТП)

Ток, протекающий через обмотку соленоида, является выходным током манометра, он линейно связан с величиной дифференциального давления, действующего с двух сторон мембраны. Так как перемещение мембраны имеет минимальное значение, манометр имеет линейную градуировочную характеристику.

4.4. СИЛЬФОННЫЙ МАНОМЕТР

Сильфонный манометр (рис. 4.7) представляет собой отрезок гофрированной трубки (трубка из латуни, бериллиевой бронзы или нержавеющей стали).

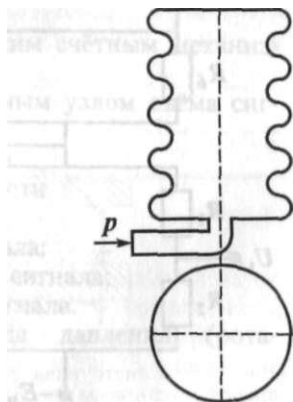


Рис. 4.7. Конструкция сильфонного манометра

При изменении давления внутри сильфона его высота или увеличивается, или уменьшается. Перемещение верхнего края сильфона преобразуется в электрический сигнал.

4.5. ПРОМЫШЛЕННЫЙ ДАТЧИК ДАВЛЕНИЯ

Промышленные датчики давления чаще всего имеет чувствительный мембранный элемент и преобразователь, который преобразует деформацию мембраны в электрический сигнал. Могут применяться:

- емкостные преобразователи;
- индуктивные;
- тензопреобразователи и др.

У датчика с тензочувствительным преобразователем деформация мембраны манометра преобразуется в электрический сигнал мостовой схемой. В плечах моста находятся тензодатчики, наклеиваемые на мембрану. Выходной сигнал напряжения снимается с диагонали моста (рис. 4.8).

Погрешность манометра может иметь значение: 1,0 %; 0,5 %; 0,25 %.

Датчики выпускаются промышленностью для измерения давления в определённом диапазоне, выбираемом из следующего ряда (в МПа):

0.1 0...1.6 0.2,5 0...4.0 0...6.3 0...10 0...16

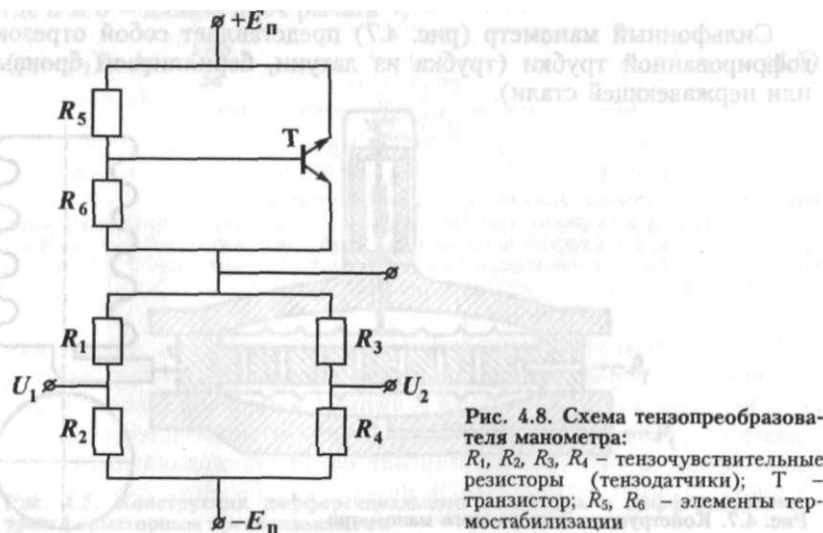


Рис. 4.8. Схема тензопреобразователя манометра:
 R_1, R_2, R_3, R_4 – тензочувствительные резисторы (тензодатчики); T – транзистор; R_5, R_6 – элементы термостабилизации

МЕТОДЫ И ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА

Под величиной расхода понимается количество продукта, прошедшего через заданное сечение трубопровода в единицу времени. Количество продукта может измеряться в объёмных и массовых единицах.

Устройства, измеряющие массовые величины, называют массовыми расходомерами. Расходомеры, определяющие объёмный **пяхол**, называются объёмными расходомерами.

Обозначим через Q_V количество продукта в объёмных единицах. Тогда объёмный расход

$$q_V = \frac{dQ_V}{dt}. \quad (5.1)$$

Обозначим через Q_m количество продукта, выраженного в массовых единицах.

Тогда массовый расход

$$q_m = \frac{dQ_m}{dt}. \quad (5.2)$$

Выпускаются следующие типы расходомеров и счетчиков количества:

- Расходомеры переменного перепада давления.
- Турбинные расходомеры жидкости:
 - турбинные расходомеры с механическим счётным механизмом;
 - турбинные расходомеры с индукционным узлом съёма сигнала.
- Ультразвуковые расходомеры жидкости.
- Электромагнитные расходомеры жидкости.
- Вихревые расходомеры жидкости:
 - с индуктивным преобразователем сигнала;
 - с электромагнитным преобразователем сигнала;
 - с ультразвуковым преобразователем сигнала.
- Расходомеры постоянного перепада давления (ротаметры).
- Кориолисовы расходомеры.

5.1. РАСХОДОМЕРЫ ПЕРЕМЕННОГО ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ

При проходе потока через сужающее устройство (рис. 5.1) часть потенциальной энергии потока переходит в кинетическую, поэтому статическое давление после сужающего устройства становится меньше давления перед сужающим устройством. Разность давлений до и после сужающего устройства тем больше, чем больше расход протекающего вещества. Следовательно, перепад давления может служить мерой расхода.

Из графика видно, что после сужающего устройства давление резко падает, а затем постепенно возрастает до нового установившегося значения. Однако оно не достигает исходного значения из-за потери части энергии на трение и завихрения потока в зонах, прилегающих к поверхности сужающего устройства. Величина безвозвратных потерь давления равна p^u . Перед сужающим устройством давление несколько возрастает за счёт сжатия потока. Минимальное давление p^2 наблюдается на некотором расстоянии от сужающего устройства.

Для реализации этого метода разработаны стандартные «сужающие устройства» - диафрагмы, сопла и трубы Вентури (рис. 5.2), характеристики которых можно определить расчётным путём.

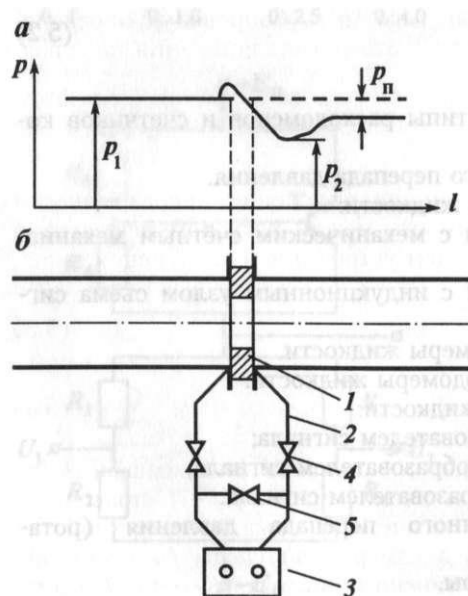
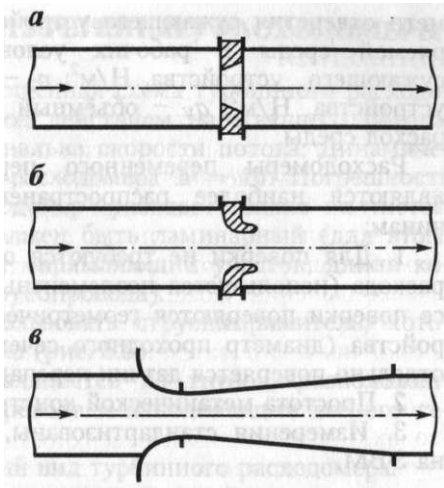


Рис. 5.1. График изменения давления по длине l трубопровода при прохождении потока через сужающее устройство установки измерения расхода (а) и схема установки (б): 1 - сужающее устройство; 2 - импульсные трубки; 3 - дифференциальный манометр; 4 - рабочие вентили; 5 - уравнивательный вентиль

Рис. 5.2. Виды сужающих устройств:
a — диафрагма; *б* — сопло; *в* — труба Вентури



Конструкция последних двух наиболее приближена к форме струи потока, их профиль повторяет профиль изменения давления вдоль трубы, поэтому безвозвратные потери давления у них наименьшие.

Диафрагма имеет в сечении вид шайбы с заостренной кромкой. Простота конструкции и монтажа диафрагмы обусловили их наибольшее распространение.

Расход вещества, протекающего по трубопроводу, определяется как произведение площади F отверстия истечения на среднюю скорость потока v_c :

$$q_V = F v_c.$$

Пользуясь уравнением Бернулли и условием неразрывности струи, можно описать зависимость между расходом вещества и перепадом давления на сужающем устройстве в следующем виде:

$$q_V = 1,11\alpha \cdot \delta \cdot K_t \cdot d^2 \sqrt{(p_1 - p_2) / \rho}; \quad (5.3)$$

$$q_m = 1,11\alpha \cdot \varepsilon \cdot K_t \cdot d^2 \sqrt{\rho(p_1 - p_2)}, \quad (5.4)$$

где α — коэффициент расхода; ε — поправочный коэффициент, учитывающий расширение измеряемой среды; K_t — поправочный коэффициент, учитывающий расширение сужающего устройства в зависимости от температуры измеряемой среды (в диапазоне температур от -20 до $+60$ °С можно принимать $K_t = 1$); d — диа-

метр отверстия сужающего устройства, м; ρ – плотность измеряемой среды в рабочих условиях кг/м^3 ; p_1 – давление до сужающего устройства, Н/м^2 ; p_2 – давление после сужающего устройства, Н/м^2 ; q_V – объёмный расход среды; q_m – массовый расход среды.

Расходомеры переменного перепада давления (рис. 5.3) являются наиболее распространёнными по следующим причинам:

1. Для поверки не требуются образцовых средств измерения расхода (используется поэлементный способ поверки). В процессе поверки поверяются геометрические размеры сужающего устройства (диаметр проходного сечения и острота кромки), затем отдельно поверяется датчик перепада давления.

2. Простота механической конструкции.

3. Измерения стандартизованы, имеются программы расчета на ЭВМ.



Рис. 5.3. Внешний вид дифманометра расходомера переменного перепада давления

Основные недостатки метода:

- потери давления на сужающем устройстве;
- малый динамический диапазон измерения расхода

$$D = \frac{q_{\max}}{q_{\min}} = 3.$$

5.2. ТАХОМЕТРИЧЕСКИЕ (ТУРБИННЫЕ) РАСХОДОМЕРЫ

На рис. 5.4 приведена упрощённая схема турбинного расходомера. Турбинка вращается под действием набегающего потока. Частота вращения пропорциональна скорости потока. Динамический диапазон трубопровода расходомера $D = 10$. Погрешность измерения 0,01 %...1 %. Расходомер работает только на чистом газе или жидкости. Поток должен быть ламинарный (для этого перед замерным узлом ставят спрямляющий участок, длина которого $L \geq 10d$, d – диаметр трубопровода).

Рекомендуется также использовать струевыпрямитель, который ставят перед расходомером (рис. 5.5).

Струевыпрямитель изготавливается из трубок, расположенных параллельно оси трубопровода и заполняющих всё его сечение.

На рис. 5.6 показан внешний вид турбинного расходомера.

Турбинные расходомеры жидкости с индукционным узлом съёма сигнала. Частота вращения турбинки преобразуется в электрический сигнал в индукционном преобразователе, в котором возникает ЭДС индукции при пересечении лопаткой турбинки магнитного поля преобразователя. Далее электрический

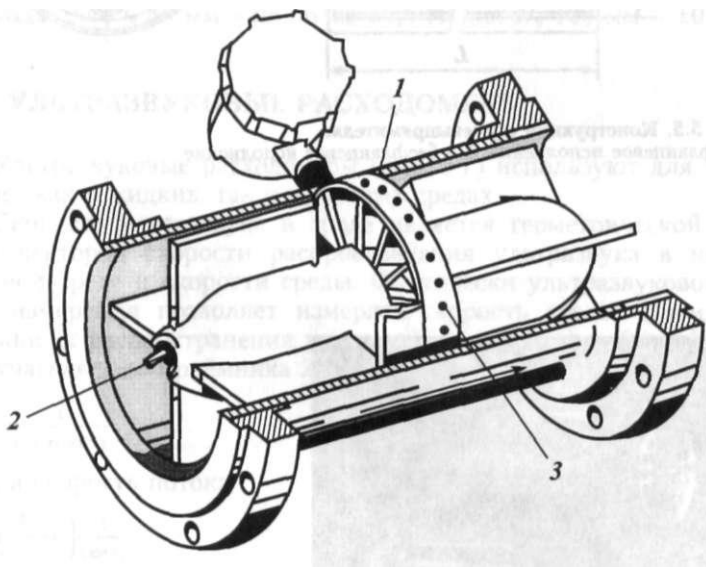


Рис. 5.4. Устройство турбинного расходомера:
1 - турбинка (вертушка); 2 - подшипники; 3 - электромагнитный преобразователь (с помощью которого измеряют частоту вращения)

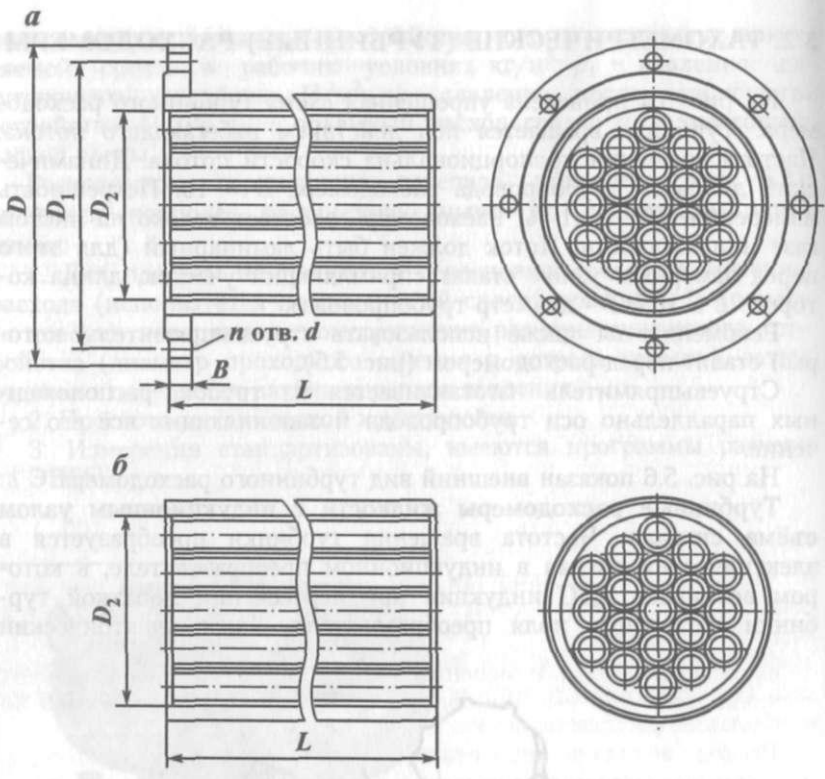


Рис. 5.5. Конструкция струевыпрямителя:
 а - фланцевое исполнение; б - бесфланцевое исполнение

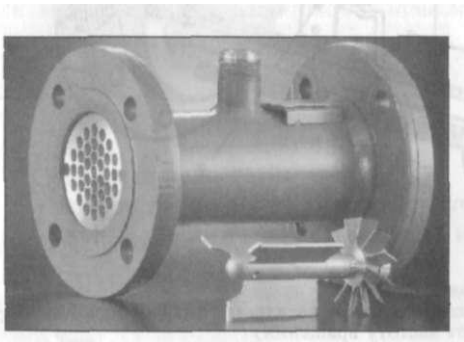


Рис. 5.6. Внешний вид турбинного расходомера

сигнал передаётся в электронный блок, где преобразуется в значения расхода и количества прошедшей через расходомер жидкости. В ряде расходомеров в электронном блоке осуществляется кусочно-линейная интерполяция характеристики расходомера, чем достигается уменьшение основной погрешности за счёт линеаризации градуировочной характеристики. На вид характеристики турбинного расходомера сильно влияет изменение кинематической вязкости измеряемой жидкости, поэтому результаты градуировки на воде не вполне достоверны, если измеряемая жидкость имеет большую кинематическую вязкость.

Турбинные расходомеры могут применяться для измерения нефтепродуктов и могут быть отградуированы на реальном продукте. Для измерения объёма нефти на узлах учёта нефтяной промышленности выпускаются счётчики нефти турбинные МИГ с относительной погрешностью измерения в диапазоне 20... 100 % объёмного расхода не более $\pm 0,15$ %. Имеются модификации приборов на давление измеряемой среды 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 16,0 МПа и на диаметры трубопроводов 40, 50, 65, 80, 100, 150, 200, 250, 400 мм.

Также для измерения объёмного количества нефти выпускаются счётчики НОРД-М на давление измеряемой среды 2,5; 6,3; 16,0 МПа и на диаметры 40, 50, 65, 80, 100, 150, 200 мм. Относительная погрешность измерения в диапазоне 20... 100 % объёмного расхода для D , 80 мм - не более +1,5 %, для D 100 мм - +0,5 %.

5.3. УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ

Ультразвуковые расходомеры (рис. 5.7) используют для измерения как в жидких, так и в газовых средах.

Скорость ультразвука в среде является геометрической суммой векторов скорости распространения ультразвука в неподвижной среде и скорости среды. Фактически ультразвуковой метод измерения позволяет измерять скорость среды. Время задержки Δt распространения ультразвукового сигнала (рис. 5.8) от излучателя 1 до приёмника 2 можно выразить:

$$\Delta t = \frac{l}{c + v \cos \alpha}. \quad (5.5)$$

Тогда скорость потока

$$v = \left(\frac{l}{\Delta t} - c \right) \frac{1}{\cos \alpha}. \quad (5.6)$$

В качестве излучателя и приёмника обычно используют пьезоэлектрические преобразователи. При измерении в газовых сре-

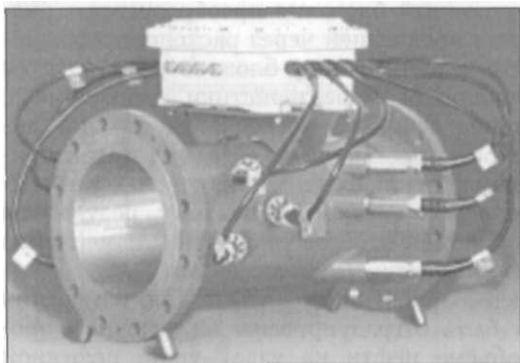


Рис. 5.7. Внешний вид ультразвуковых расходомеров

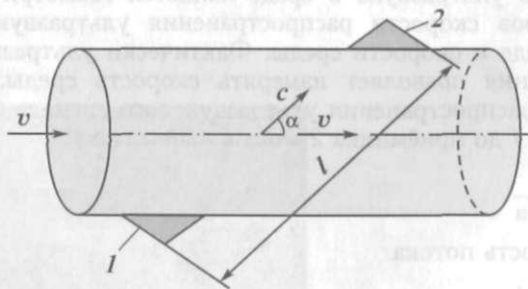
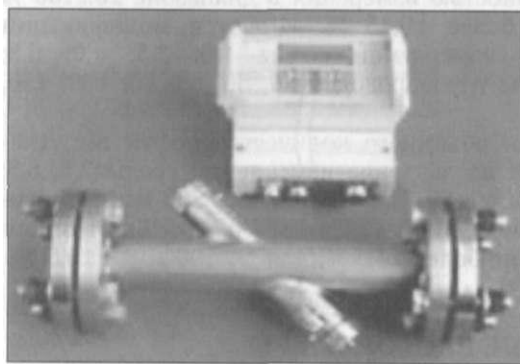


Рис. 5.8. Принцип действия ультразвукового расходомера:
 1 - излучатель ультразвука, 2 - приемник ультразвука; v - скорость движения среды (потока); c - скорость распространения ультразвука в среде; l - расстояние между излучателем и приёмником ультразвука

дах используют низкочастотные колебания. Это связано с тем, что с увеличением частоты колебаний растет затухание ультразвука.

Ультразвуковые расходомеры не имеют подвижных механических частей, не вызывают потерь давления в трубопроводе, позволяют измерять расход в прямом и обратном направлениях.

Выделяют два типа излучателей и приёмников:

– **врезные** (излучатель непосредственно контактирует с измерительной средой);

– **накладные** (пьезоэлектрические преобразователи устанавливаются на поверхности трубопровода).

В расходомерах, основанных на измерении времени пробега, для измерения скорости потока используется разница во времени пробега волны в ультразвуковом луче при его ориентации по течению и против течения потока. Представим, что текучая среда движется со скоростью v под углом θ к направлению ультразвукового луча, как показано на рис. 5.9.

Пусть c – скорость ультразвуковых волн в неподвижной жидкости, тогда время пробега ультразвуковой волны от преобразователя 1 до преобразователя 2 составляет

$$T_{12} = \frac{d}{\sin(\theta)(v-c \cdot \cos(\theta))}. \quad (5.7)$$

Аналогичным образом определяется время пробега от второго преобразователя к первому:

$$T_{21} = \frac{d}{\sin(\theta)(v+c \cdot \cos(\theta))}, \quad (5.8)$$

где d – диаметр трубы, в которой течет жидкость.

Выразим из этих двух уравнений скорость ультразвуковых волн в жидкости (c) и скорость среды v :

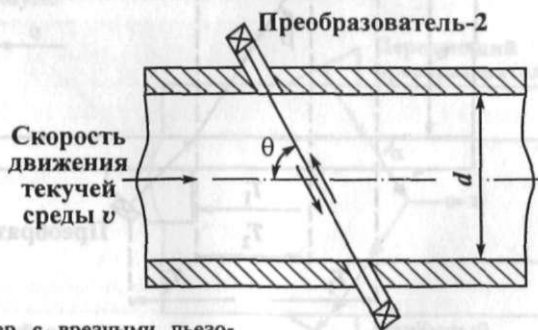


Рис. 5.9. Расходомер с врезными пьезоэлектрическими преобразователями

$$v = \frac{d}{T_{12} \cdot \sin(\theta)} + c \cos(\theta); \quad (5.9)$$

$$c = \frac{d}{T_{21} \cdot \sin(\theta) \cdot \cos(\theta)} - \frac{v}{\cos(\theta)}. \quad (5.10)$$

Подставив одно уравнение в другое, получим формулу для определения скорости жидкости:

$$v = \frac{d(T_{12} + T_{21})}{2T_{12} \cdot T_{21} \cdot \sin(\theta)}. \quad (5.11)$$

Для ультразвукового расходомера с накладными преобразователями (рис. 5.10) время распространения ультразвукового сигнала по потоку можно определить из выражения

$$t_1 = 2(t_n + t_{ст}) + \frac{d}{(c_{ж} + v \sin \beta)}, \quad (5.12)$$

где t_n – время распространения ультразвука в призме электроакустического преобразователя (ЭП); $t_{ст}$ – время распространения ультразвука в стенке трубопровода; d – внутренний диаметр трубопровода; $c_{ж}$ – скорость распространения ультразвука в неподвижной среде; v – скорость движения среды; β – угол между вертикалью и направлением распространения ультразвука в среде.

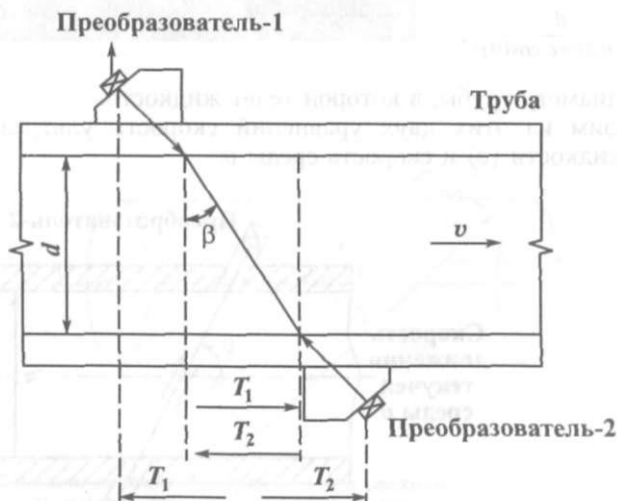


Рис. 5.10. Расходомер с накладными пьезоэлектрическими преобразователями

Аналогично время распространения сигнала против потока можно вычислить по формуле

$$t_2 = 2(t_n + t_{cr}) + \frac{d}{(c_{ж} - v \sin \beta_{ж})}. \quad (5.13)$$

Разрешив систему из двух последних уравнений относительно v , получим следующее соотношение:

$$v = \frac{\frac{c_{ж}}{\sin \beta_{ж}} (t_1 - t_2)}{t_1 + t_2 - 4(t_n + t_{cr})}. \quad (5.14)$$

Умножив значение скорости v на площадь поперечного сечения трубопровода, определим расход жидкости q как

$$q = k_{пр} \pi D^2 v, \quad (5.15)$$

где $k_{пр}$ – коэффициент, зависящий от профиля скоростей в сечении трубопровода.

УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ДОПЛЕРОВСКИЙ РАСХОДОМЕР

Доплеровские расходомеры (рис. 5.11) используют широко известный эффект Доплера, который заключается в изменении частоты волны при её отражении от движущегося объекта. В случае потока жидкости или газа отражающими объектами служат примеси в потоке.

Если ультразвуковой сигнал распространяется в потоке под углом α со скоростью c и частотой f_0 , то при отражении ультразвука от частиц примесей, находящихся в потоке, имеющем скорость v , частота ультразвука изменяется (если поток движется навстречу лучу, то частота увеличивается, в противном случае – уменьшается). Измерение частоты отражённого сигнала можно вычислить по формуле



Рис. 5.11. Доплеровский расходомер

$$f_1 = f_0 \frac{1}{1 \pm \frac{v}{c \cdot \sin \alpha}} \quad (5.16)$$

Оба типа измерения дополняют друг друга: если при время-импульсном методе измерения расхода наличие инородных частиц и пузырьков нежелательно (они рассеивают измерительный луч), то доплеровский метод измерения расхода, наоборот, требует наличия примесей и пузырьков. Некоторые современные расходомеры совмещают в себе оба типа измерения, расширяя таким образом область применения.

В реальных условиях в формировании сигналов объёмного рассеяния принимает участие совокупность рассеивателей различной природы, случайно расположенных в пространстве. При этом понятие «доплеровское смещение» сменяется концепцией «доплеровского спектра», отражающей распределение принятой энергии как функции радиальных скоростей рассеивателей. Для того чтобы можно было пользоваться приведенной формулой в реальных расчетах, достаточно под величиной f_0 подразумевать центр тяжести спектра отраженного сигнала.

ШИРОКОЛУЧЕВЫЕ УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ

Технология «широколучевого» измерения реализуется, как правило, с помощью ультразвуковых волн Лэмба. Волной Лэмба называется волна, распространяющаяся между поверхностями стенки трубы вдоль поверхности трубопровода. При каждом отражении от границы труба-среда в среде возбуждается волна, направленная внутрь измеряемого потока. В результате создаётся пучок когерентных измерительных лучей, который и называют широким лучом (рис. 5.12).

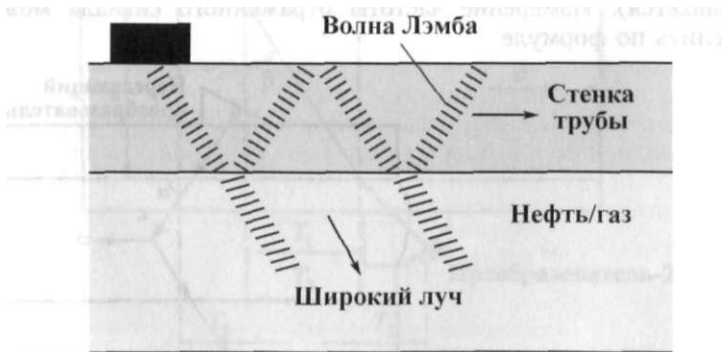


Рис. 5.12. Формирование широкополосного ультразвукового луча

«Широкий луч» обеспечивает нечувствительность расходомера к примесям в среде. Если один из параллельных лучей широкого пучка перекрывается инородной частицей примеси, то измерение обеспечивают другие лучи.

При использовании накладных расходомеров возможны изменения характеристик материала трубы. Это приводит к изменению времени прохождения ультразвукового луча и в конечном итоге к ошибке измерения величины расхода. Использование волны Лэмба, проходящей по стенке трубы как дополнительного (опорного) сигнала, позволяет рассчитать скорость распространения ультразвука в металле.

Указанные преимущества открыли путь к созданию накладных расходомеров, не уступающих по характеристикам ни традиционным расходомерам, ни врезным ультразвуковым расходомерам. Широкий измерительный луч отлично зарекомендовал себя при измерении потоков нефти: пьезоэлектрические датчики на откалиброванной трубе сертифицируются как измерительные средства с точностью 0,15 % объёмного расхода.

5.4. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ РАСХОДОМЕРЫ

Основой измерений с помощью электромагнитного расходомера является закон индукции Фарадея, в соответствии с которым при перемещении проводника через магнитное поле в нём наводится напряжение. Этот принцип измерений применяется к текущей по трубе проводящей жидкости, поперек направления движения которой создается магнитное поле (рис. 5.13). Наводимое в жидкости напряжение измеряется двумя расположенными друг напротив друга электродами. Напряжение сигнала U_E пропорционально магнитной индукции B , расстоянию между электродами D и средней скорости потока жидкости v . Так как магнитная индукция B и расстояние между электродами D являются постоянными величинами, напряжение сигнала U_E пропорционально средней скорости потока v . Уравнение определения объёмного расхода показывает, что напряжение сигнала U_E изменится линейно и пропорционально объёмному расходу. Наводимое напряжение сигнала преобразуется в выходной сигнал преобразователя:

$$U_E = B \cdot D \cdot v;$$

$$q_V = \frac{D^2 \pi}{4} \cdot v;$$

$$U_E = \frac{4B}{\pi D} q_V, \tag{5.17}$$

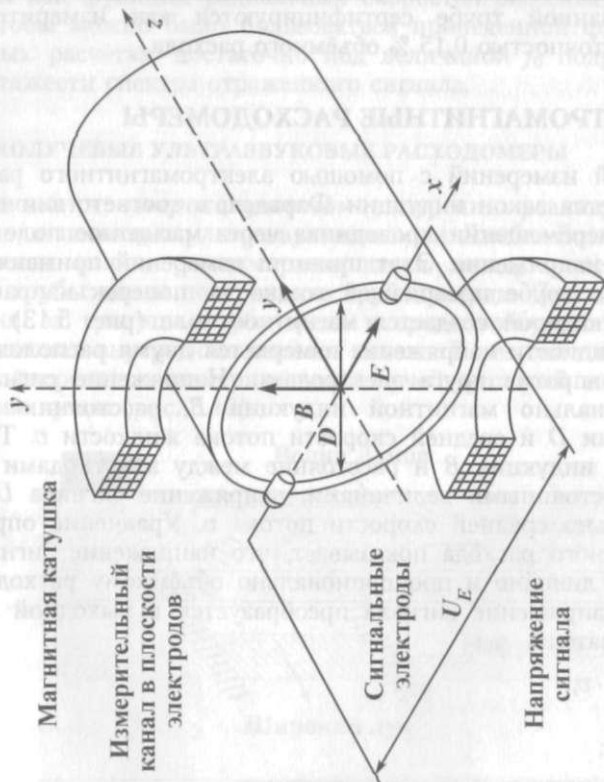
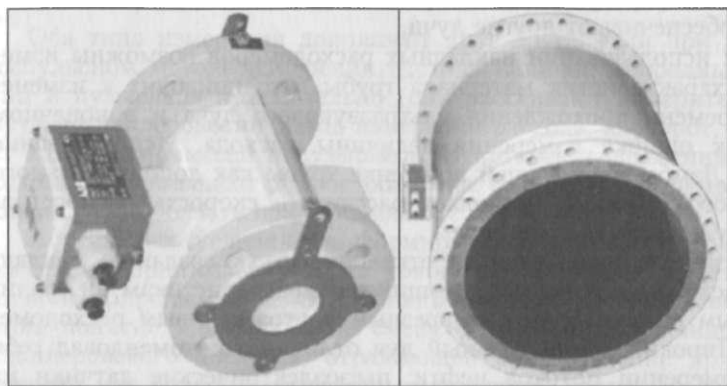


Рис. 1.12. Формирование циркуляционного ультразвука

где U_E – напряжение сигнала; B – магнитная индукция; D – расстояние между электродами; v – средняя скорость потока; q_V – объемный расход.

Величина ЭДС составляет единицы и десятки мВ. Электромагнитный расходомер позволяет измерять расход в трубопроводах диаметром от 1 мм до 2 м. При этом выходной сигнал не зависит от эпюры скоростей по сечению трубопровода.

5.5. ВИХРЕВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ

Принцип действия вихревых расходомеров с телом обтекания (рис. 5.14) заключается в фиксации вихрей, возникающих за телом обтекания, помещенного в поток. Частота образования вихрей (так называемая «дорожка Кармана») пропорциональна объемному расходу

$$f = \frac{v}{d} Sh, \quad (5.18)$$

где f – частота образования вихрей; v – скорость потока; d – диаметр тела обтекания; Sh – число Струхала.

Число Струхала показывает, в каком состоянии находится поток (в турбулентном или в ламинарном).

Вихревые расходомеры используются в чистых жидкостях.

Частоту вихреобразования измеряют различными методами:

- с помощью датчиков давления;
- с помощью датчиков температуры;
- с помощью ультразвуковых датчиков.

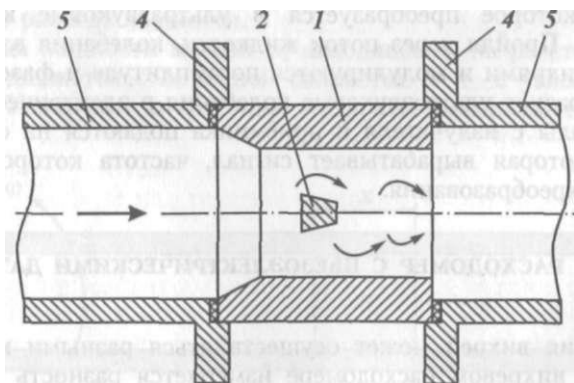


Рис. 5.14. Устройство вихревого расходомера:

1 – корпус расходомера; 2 – тело обтекания; 4 – фланцы расходомера; 5 – трубопровод

ВИХРЕВОЙ РАСХОДОМЕР С УЛЬТРАЗВУКОВЫМ ДЕТЕКТИРОВАНИЕМ ВИХРЕЙ

Принцип работы вихревого расходомера с ультразвуковым датчиком (рис. 5.15) заключается в следующем. В проточной части расходомера 1 устанавливается дельтаобразное тело обтекания 2. За телом обтекания на диаметрально противоположных частях

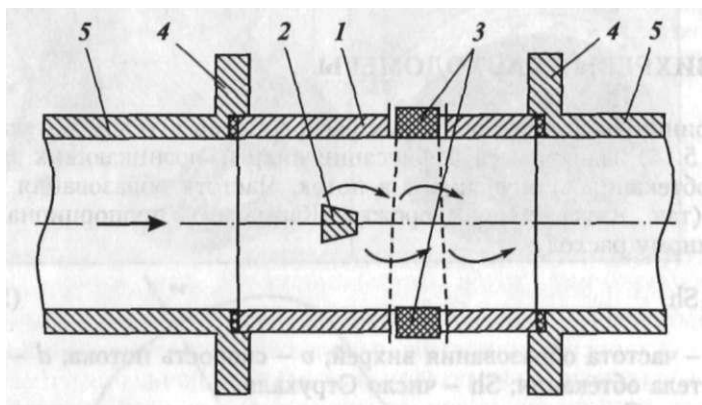


Рис. 5.15. Устройство вихревого расходомера жидкости с ультразвуковым детектированием вихрей:

1 - корпус расходомера; 2 - тело обтекания; 3 — излучатель и приёмник ультразвуковых колебаний; 4 - фланцы расходомера; 5 - трубопровод

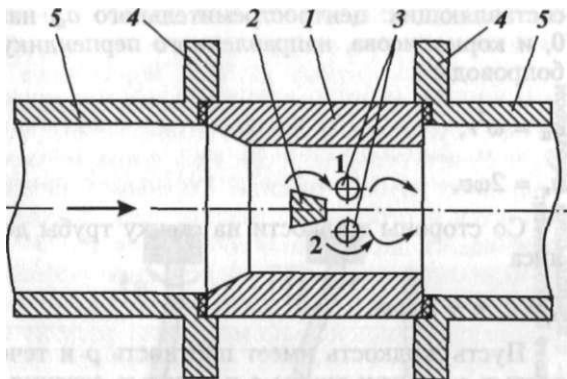
трубопровода располагаются ультразвуковой излучатель и приёмник 3. На излучатель подаётся переменное напряжение (1-2 МГц), которое преобразуется в ультразвуковые колебания жидкости. Пройдя через поток жидкости, колебания взаимодействуют с вихрями и модулируются по амплитуде и фазе. Приёмник преобразует ультразвуковые колебания в электрический сигнал. Сигналы с излучателя и приёмника подаются на схему обработки, которая вырабатывает сигнал, частота которого равна частоте вихреобразования.

ВИХРЕВОЙ РАСХОДОМЕР С ПЬЕЗОЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ ДАТЧИКАМИ ДАВЛЕНИЯ

Фиксация вихрей может осуществляться разными методами. В газовом вихревом расходомере измеряется разность давления $\Delta p = p_1 - p_2$ в двух точках — в точке 1 и в точке 2 (рис. 5.16). Частота изменения разностного давления равна частоте вихреобразования.

Рис. 5.16. Устройство вихревого расходомера газа с пьезоэлектрическими датчиками давления:

1 - корпус расходомера; 2 - тело обтекания; 3 - пьезоэлектрические датчики давления; 4 - фланцы расходомера; 5 - трубопровод



5.6. КОРИОЛИСОВЫ РАСХОДОМЕРЫ

Кориолисовы расходомеры позволяют измерять массовый расход жидкостей или газов с большой точностью. Измерение расхода производится за счёт эффекта возникновения силы Кориолиса, возникающей при криволинейном движении жидкости или газа.

Рассмотрим течение жидкости в горизонтальной трубе (рис. 5.17). Если горизонтально расположенную трубу, через которую протекает жидкость, жёстко закрепить с одного конца, а другой конец заставить вибрировать с постоянной круговой скоростью ω , относительно неподвижной точки O , то на стенку трубы будет действовать сила Кориолиса, которая будет зависеть от массового расхода жидкости.

Частица жидкости массой m , находящаяся на расстоянии r от точки O , движется с линейной скоростью v и с угловой скоростью ω . Ускорение a частицы жидкости складывается из двух

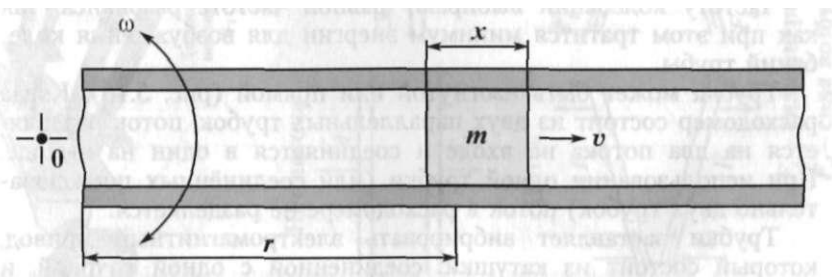


Рис. 5.17. Принцип работы кориолисова расходомера

составляющих: центробежного $a_{ц}$, направленного к точке O , и кориолисова, направленного перпендикулярно к стенке трубопровода:

$$a_{ц} = \omega^2 r; \quad (5.19)$$

$$a_{к} = 2\omega v. \quad (5.20)$$

Со стороны жидкости на стенку трубы действует сила Кориолиса

$$f_{к} = a_{т} m = 2\omega v m. \quad (5.21)$$

Пусть жидкость имеет плотность ρ и течет с постоянной скоростью v внутри трубы с площадью сечения s . На участок трубы длиной x будет действовать сила Кориолиса, величина которой

$$f_{к} = 2\omega v \rho s x. \quad (5.22)$$

Поскольку массовый расход жидкости равен

$$q_m = \rho v s, \quad (5.23)$$

то

$$f_{к} = 2\omega q_m x. \quad (5.24)$$

В итоге массовый расход жидкости

$$q_m = f_{к} / (2\omega x). \quad (5.25)$$

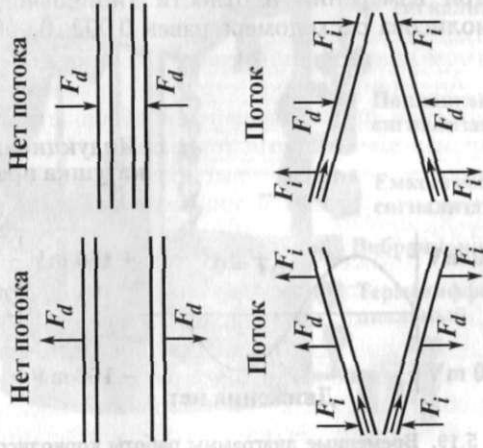
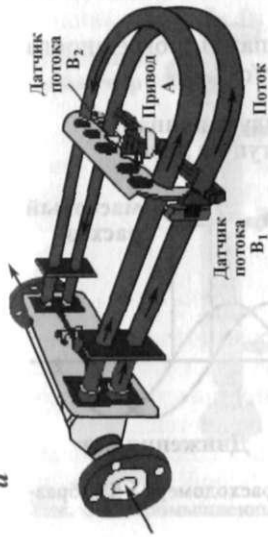
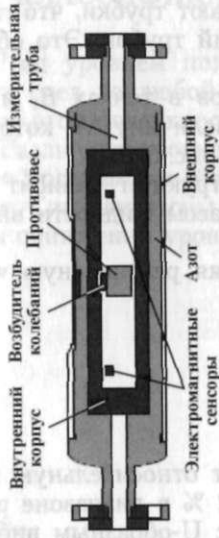
Измеряя значение силы Кориолиса жидкости в вибрирующей трубе, можно определить массовый расход. Кориолисовы расходомеры могут измерять массовый расход, как в прямом, так и в обратном направлении течения жидкости.

В большинстве конструкций вибрирующий участок трубы закреплён в двух точках и ей сообщается колебательное движение между этими двумя точками.

Частоту колебаний выбирают равной частоте резонанса, так как при этом тратится минимум энергии для возбуждения колебаний трубы.

Трубка может быть изогнутой или прямой (рис. 5.18). Когда расходомер состоит из двух параллельных трубок, поток разделяется на два потока на входе и соединяется в один на выходе. При использовании одной трубки (или соединённых последовательно двух трубок) поток в расходомере не разделяется.

Трубки заставляют вибрировать электромагнитный привод, который состоит из катушки, соединенной с одной трубкой, и магнита, соединенного с другой трубкой. На катушку подаётся

a F_i – сила инерции F_d – сила возбудителя колебаний**б**

Нет потока



Поток

 ω – частота вибрации струны

Рис. 5.18. Конструкция кориолисова расходомера:

a – с U-образным вибратором; **б** – с прямоточным вибратором

переменный ток, который заставляет магнит периодически притягивать или отталкивать вторую трубку.

Электромагнитные датчики определяют положение, скорость или ускорение трубок. Когда поток отсутствует (в расходомере с двумя трубками), различия в показаниях двух датчиков в точках B_1 и B_2 отсутствуют. Если есть поток жидкости и привод создает вибрацию трубок, то силы Кориолиса изгибают трубки, что проявляется в небольшой разнице фаз движений трубок. Это обнаруживается датчиками в точках B_1 и B_2 .

При одновременной регистрации сигналов в точках B_1 и B_2 происходит смещение сигналов по фазе на величину ΔT , которое прямо пропорционально массовому расходу (рис. 5.19).

Резонансная частота двухтрубной конструкции зависит от массы всей конструкции (массы трубок и массы жидкости внутри трубок).

Плотность жидкости, определяют, измеряя резонансную частоту колебаний трубок.

Расходомер позволяет определить:

- массовый расход;
- плотность;
- объёмный расход;
- температуру.

Кориолисовы расходомеры обеспечивают относительную погрешность измерения расхода, равную 0,1...2 % в диапазоне расходов 100:1. В общем случае конструкции с U-образным вибратором обеспечивают больший диапазон (100:1 до 200:1), в то время как расходомеры с прямой трубкой имеют диапазон от 30:1 до 50:1 и их точность ниже.

При измерении плотности типичный диапазон погрешности кориолисова расходомера равен 0,002...0,0005 г/см³.

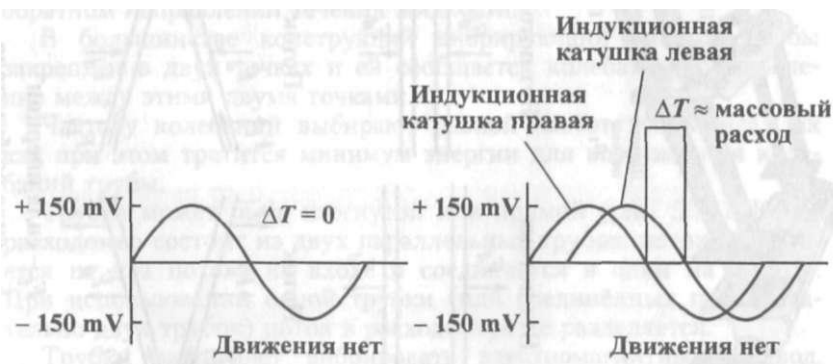


Рис. 5.19. Временные диаграммы работы кориолисова расходомера с U-образным вибратором

МЕТОДЫ И ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ УРОВНЯ

6.1. КЛАССИФИКАЦИЯ УРОВНЕМЕРОВ

Под уровнем понимают расстояние от поверхности раздела двух сред до любой произвольно выбранной отметки выше или ниже этой поверхности.

Различают уровнемеры:

- Уровнемеры абсолютного значения уровня.
- Сигнализаторы уровня (дают информацию о превышении или понижении уровня относительно заданной отметки).

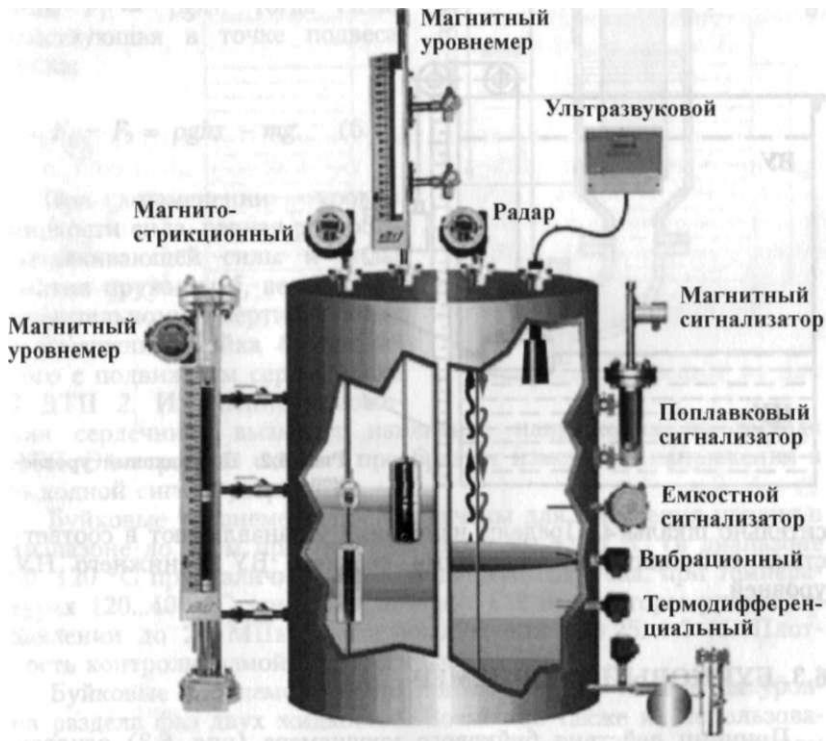


Рис. 6.1. Промышленные уровнемеры

- Измерители раздела сред.

По принципу действия различают уровнемеры:

- Механические.
- Буйковые.
- Гидростатические.
- Акустические.
- Емкостные.
- Радарные.

Некоторые разновидности промышленных уровнемеров показаны на рис. 6.1.

6.2. МЕХАНИЧЕСКИЙ ПОПЛАВКОВЫЙ УРОВНЕМЕР

Чувствительным элементом поплавкового уровнемера (рис. 6.2) является поплавок, находящийся на поверхности жидкости. Поплавок 1 связан с помощью гибкого троса 2 с грузом 3. Уровень жидкости определяется положением груза отно-

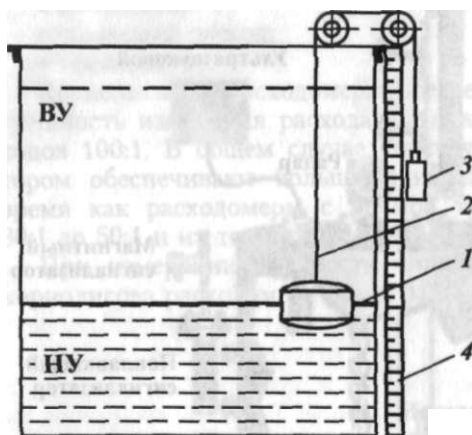


Рис. 6.2. Поплавковый уровнемер

сительно шкалы 4. Пределы измерений устанавливают в соответствии с принятыми значениями верхнего ВУ и нижнего НУ уровней.

6.3. БУЙКОВЫЙ УРОВНЕМЕР

Принцип действия буйкового уровнемера (рис. 6.3) основан на определении уровня по выталкивающей силе, действующей на

Рис. 6.3. Буйковый уровнемер:
 1 – электронная схема; 2 – дифференциально-трансформаторный преобразователь (ДТП); 3 – подвижной сердечник ДТП; 4 – изолирующая трубка; 5 – пружина; 6 – буйёк

погруженный в рабочую жидкость буйёк. На буйёк (в соответствии с законом Архимеда) действует выталкивающая сила, пропорциональная уровню погружения буйёка и, соответственно, уровню жидкости. Действие этой силы воспринимает несочувствительный элемент.

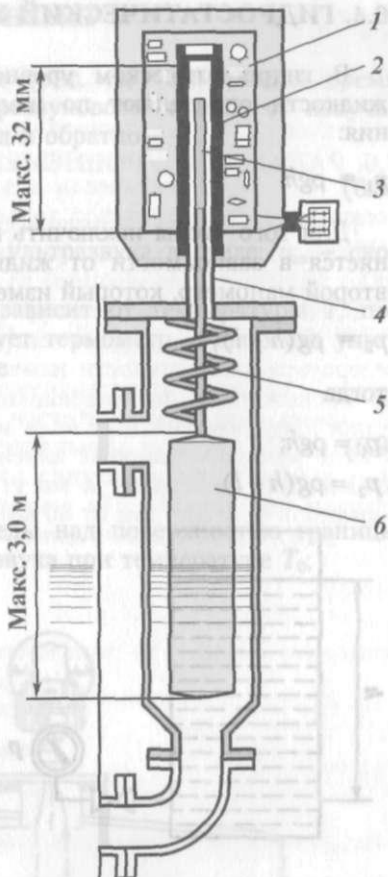
Запишем значение веса буйёка $F_2 = mg$ и выталкивающей силы $F_1 = \rho g h s$, тогда сила, действующая в точке подвеса буйёка:

$$P = F_1 - F_2 = \rho g h s - mg. \quad (6.1)$$

При изменении уровня жидкости сила, равная разности выталкивающей силы и силы сжатия пружины 5, ведет к незначительному вертикальному перемещению буйёка 6, связанного с подвижным сердечником 3 ДТП 2. Изменение положения сердечника вызывает изменение напряжения на выходе ДТП. Электронная схема 1 преобразует изменение напряжения в выходной сигнал устройства.

Буйковые уровнемеры предназначены для измерения уровня в диапазоне до 10 м при температурах $-50...+120$ °С (в диапазоне $60...120$ °С при наличии теплоотводящего патрубка, при температурах $120...400$ °С приборы работают как индикаторы уровня) и давлении до 20 МПа, обеспечивая точность $0,25...1,5$ %. Плотность контролируемой жидкости $0,4...2$ г/см³.

Буйковые уровнемеры часто применяют для измерения уровня раздела фаз двух жидкостей. Возможно также их использование для определения плотности рабочей среды при неизменном уровне.



6.4. ГИДРОСТАТИЧЕСКИЙ УРОВНЕМЕР

В гидростатическом уровнемере (рис. 6.4) уровень налива жидкости определяют по изменению гидростатического давления:

$$p_1 = \rho g h. \quad (6.2)$$

Для того чтобы исключить влияние плотности ρ (которая меняется в зависимости от жидкости, налитой в ёмкость) ставят второй манометр, который измеряет давление p_2 :

$$p_2 = \rho g(h - l), \quad (6.3)$$

тогда

$$\begin{aligned} p_1 &= \rho g h; \\ p_2 &= \rho g(h - l). \end{aligned} \quad (6.4)$$

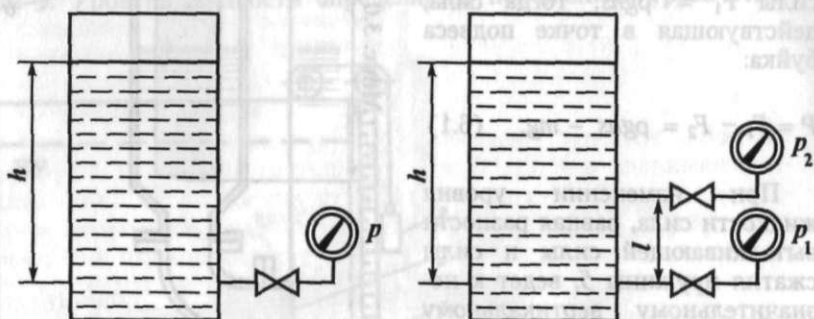


Рис. 6.4. Гидростатический уровнемер

Найдём из системы уравнений значения h и ρ :

$$\frac{p_2}{p_1} = \frac{h - l}{h} = 1 - \frac{l}{h}, \quad (6.5)$$

откуда

$$h = \frac{p_1 \cdot l}{p_1 - p_2}. \quad (6.6)$$

Тогда

$$p_1 = \rho g \frac{p_1 l}{p_1 - p_2}, \quad \text{откуда } \rho = \frac{p_1 - p_2}{g l}. \quad (6.7)$$

6.5. УЛЬТРАЗВУКОВОЙ УРОВНЕМЕР

В ультразвуковом уровнемере (рис. 6.5) измеряется время прохождения акустического ультразвукового сигнала от излучателя до границы раздела двух сред и обратно:

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{2h}{v_{\text{зв}}}, \quad (6.8)$$

где $\tau_{\text{ср}}$ – время распространения ультразвука в среде; $v_{\text{зв}}$ – скорость звука в среде.

Скорость звука существенно зависит от температуры T , поэтому в схеме обычно присутствует термометр, а скорость ультразвука рассчитывают по формуле

$$\begin{aligned} v_{\text{зв}} &= v_0(1 + (T - T_0)\alpha_{\text{газа}}); \\ \alpha_{\text{газа}} &= 1,77 \cdot 10^{-3} \text{ 1/град} \end{aligned} \quad (6.9)$$

где T – температура газовой среды над поверхностью границы раздела двух сред; v_0 – скорость звука при температуре T_0 ;

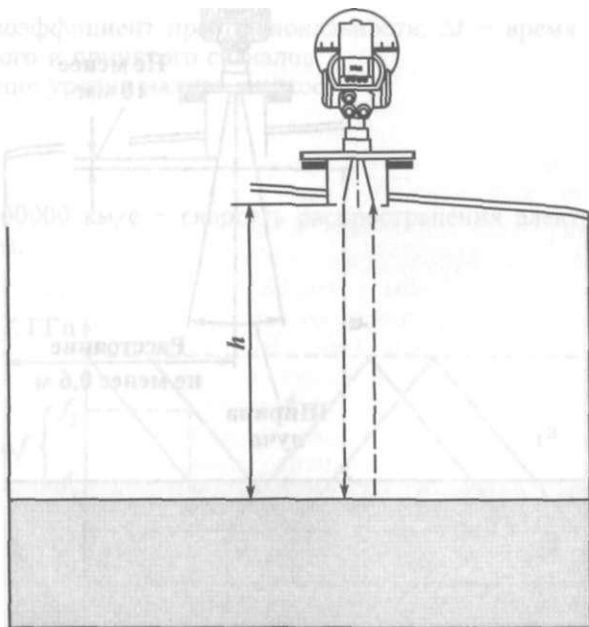


Рис. 6.5. Ультразвуковой уровнемер

$$h = \frac{\tau_{\text{ср}} \cdot v_{\text{зв}}}{2}, \quad (6.10)$$

$\tau_{\text{ср}}$ – время распространения ультразвукового сигнала.

6.6. РАДАРНЫЙ УРОВНЕМЕР

Принцип действия радарного уровнемера (рис. 6.6) основан на определении времени прохождения электромагнитного сигнала от излучателя до границы раздела двух сред и обратно.

Электромагнитные волны распространяются со скоростью света. Прибор посылает электромагнитные сигналы от крышки резервуара к поверхности измеряемого вещества и измеряет время прохождения до возвращения сигнала к прибору. Для излучения электромагнитных волн используется специальная антенна в виде рупора. Рупорные антенны обладают очень хорошим направленным действием и могут использоваться на штуцерах резервуаров с диаметром от 80 мм.

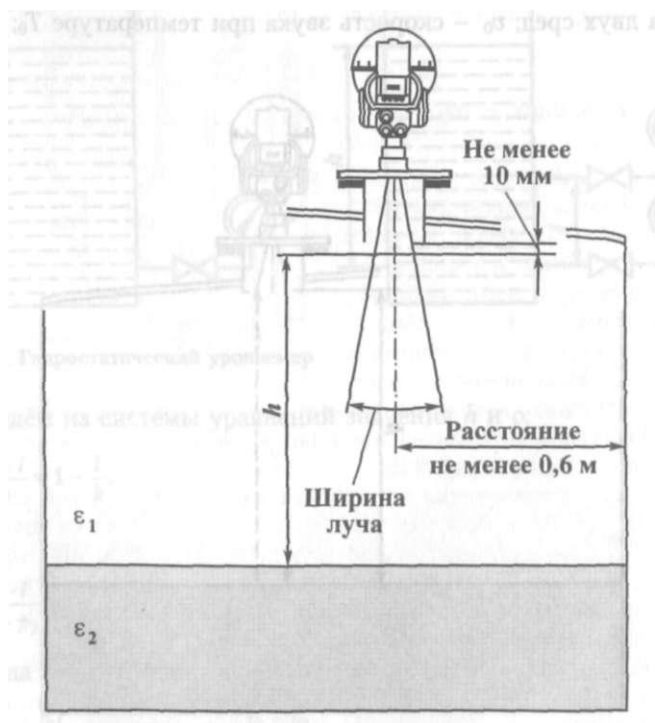


Рис. 6.6. Радарный уровнемер

В радарных уровнемерах используются частоты электромагнитного сигнала 10...30 ГГц.

Радарные уровнемеры по сравнению с ультразвуковыми имеют преимущества:

- скорость излучаемого сигнала практически не зависит от температуры;
- ширина луча (см. рис. 6.6) очень маленькая.

Основную сложность представляет обработка сигналов высокочастотного излучения 10...30 ГГц. Эта задача успешно решается за счёт применения метода частотного манипулирования луча (FMCW – frequency modulated continuous wave). При этом частота f_1 электромагнитного сигнала A (рис. 6.7) радара линейно меняется во времени.

Задержка Δt отраженного от поверхности раздела сред сигнала B приводит к сдвигу фазы и частоты между посылаемым и принимаемым сигналами. В измерительном приборе оба сигнала смещаются, при этом получается синусоидальный сигнал разностной частоты ($f_2 - f_1$) в диапазоне кГц. Разностная частота пропорциональна расстоянию h до поверхности раздела сред:

$$f_2 - f_1 = k \cdot \Delta t, \quad (6.11)$$

где k – коэффициент пропорциональности; Δt – время задержки излучённого и принятого сигналов.

Значение уровня налива жидкости

$$h = \frac{c \cdot \Delta t}{2}, \quad (6.12)$$

где $c = 300000$ км/с – скорость распространения электромагнитной волны.

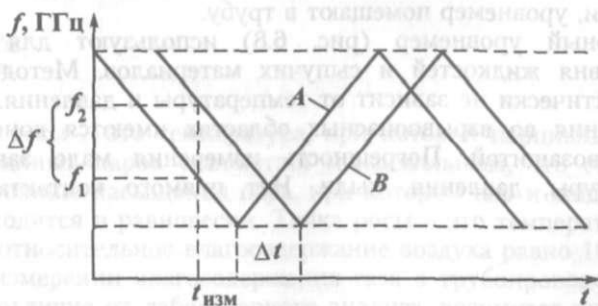


Рис. 6.7. Временные диаграммы изменения частоты излучённого сигнала A и отраженного сигнала B радарного уровнемера



Рис. 6.8. Внешний вид радарного уровнемера

Подставив Δt из (6.11), получим

$$h = \frac{c}{2} \left(\frac{f_2 - f_1}{k} \right). \quad (6.13)$$

При операциях слива, налива на поверхности жидкости могут образовываться волны, приводящие к дополнительной погрешности измерения. Чтобы уменьшить волнение отражающей поверхности, уровнемер помещают в трубу.

Радарный уровнемер (рис. 6.8) используют для измерения уровня жидкостей и сыпучих материалов. Метод измерения практически не зависит от температуры и давления. Для использования во взрывоопасных областях имеются конструкции со взрывозащитой. Погрешность измерения мало зависит от температуры, давления, пыли. Нет прямого контакта с продуктом.

7.1. ИЗМЕРЕНИЕ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Влагосодержание – это количество воды, содержащееся в жидкости, газе или твердом теле, которое может быть удалено без изменения химических свойств вещества.

Удельное влагосодержание r – это масса воды на единицу массы сухого вещества.

Абсолютное влагосодержание – это масса воды m на единицу объема V влагосодержащего вещества:

$$d_w = m/V.$$

Для газов абсолютное влагосодержание – это плотность водяных паров. Для его определения известно количество газа, например, воздуха, пропускается через влагопоглощающий материал, такой как силикагель, который взвешивается до и после этой процедуры. Абсолютное влагосодержание выражается в граммах на кубический метр (г/м^3). Поскольку на результаты таких измерений оказывает влияние атмосферное давление, они редко используются в инженерной практике.

Относительное влагосодержание H – это отношение давления паров воды в воздухе p_w , измеренное при некоторой температуре (парциальное давление), к максимальному давлению насыщенного пара p_s при той же температуре. Относительное влагосодержание всегда определяется в процентах:

$$H = 100 \frac{p_w}{p_s}.$$

Точка росы – это температура, при которой парциальное давление водяных паров становится максимальным, что соответствует состоянию насыщения пара, при котором пар и жидкая фаза воды находятся в равновесии. Точка росы – это температура, при которой относительное влагосодержание воздуха равно 100 %.

При измерении влагосодержания газа в трубопроводе (на потоке), в отличие от лабораторного анализа, возникает ряд дополнительных факторов, существенно затрудняющих измерения, основные из них:

- гидрофильные примеси (метанол или диэтиленгликоль, которые неотличимы от воды для многих промышленных влагомеров);
- гидрофобные примеси - высококипящие углеводороды или пары компрессорного масла, которые образуют гидраты при появлении конденсата воды, а также блокируют поверхность чувствительных элементов влагомеров;
- примеси CO_2 и H_2S , образующие кислоты в результате реакции с конденсатом воды, что приводит к очаговой коррозии;
- переменный состав природного газа, который влияет на показания влагомеров;
- механические примеси.

Среди приборов, используемых для анализа влагосодержания газа на потоке, можно выделить анализаторы четырёх основных типов, нашедших применение:

- Оптические анализаторы, измеряющие *температуру конденсации паров воды в оптическом канале*. Эти анализаторы осуществляют измерения в единицах температуры точки росы.
- Влагомеры с *электролитической ячейкой* на основе пятиоксида фосфора (P_2O_5), использующие закон электролиза Фарадея (связывающий количество электричества с массой поглощенной пятиокисью фосфора воды). Измерение осуществляется в абсолютных единицах.
- Влагомеры, использующие *ёмкостные датчики* на основе плёнок Al_2O_3 или SiO_2 . Ёмкость конденсатора, образованного двумя электродами и диэлектриком $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{SiO}_2$, изменяется при изменении парциального давления паров воды. Результаты измерения преобразуются в единицы температуры точки росы.
- Влагомеры, реализующие *принцип микровесов* на основе пьезокристалла со специальным покрытием. Вода, поглощаемая порами полимерного покрытия кварцевого резонатора, изменяет его массу, а следовательно, и его частоту. Влагомер измеряет абсолютное влагосодержание.

7.2. ИЗМЕРИТЕЛЬ ТЕМПЕРАТУРЫ ТОЧКИ РОСЫ

Каждой температуре точки росы соответствует только одно значение давления насыщенного пара. Поэтому, измеряя температуру точки росы при известном значении давления, можно найти абсолютное влагосодержание.

Данный метод измерения используется в преобразователе точки росы Конг-Прима. Прибор предназначен для измерения температуры точки росы в природном газе или воздухе при рабочем давлении и для преобразования измеренного значения в унифицированный токовый сигнал 4...20 мА.

Конструктивно прибор состоит из датчика 1, корпуса 2, крышек 3, 4, газоподвода 5 и блока электроники, находящегося внутри корпуса 2 (рис. 7.1).

На рис. 7.2 приведена конструкция чувствительного элемента влагомера газа. Он состоит из корпуса 1, измерителя 4 (в измерителе 4 размещены: светодиод 6, фотодиод 5 и оптическое волокно 8), терморезистора 7 для измерения температуры чувствительного элемента, терморезистора 2 для измерения температуры корпуса датчика, трехкаскадного термоэлектрического холодильника на элементе Пельтье 3-

Измеритель температуры точки росы работает следующим образом. Исследуемый газ омывает изогнутую часть оптоволоконного световода 6 в зоне А (см. рис. 7.2). Световой поток проходит по оптоволокну от светодиода 6 к фотодиоду 5. В зоне А световой поток частично выходит из световода, так как часть поверхности световода спилена. Чем больше оптическая плотность омывающего световод газа, тем большая часть светового

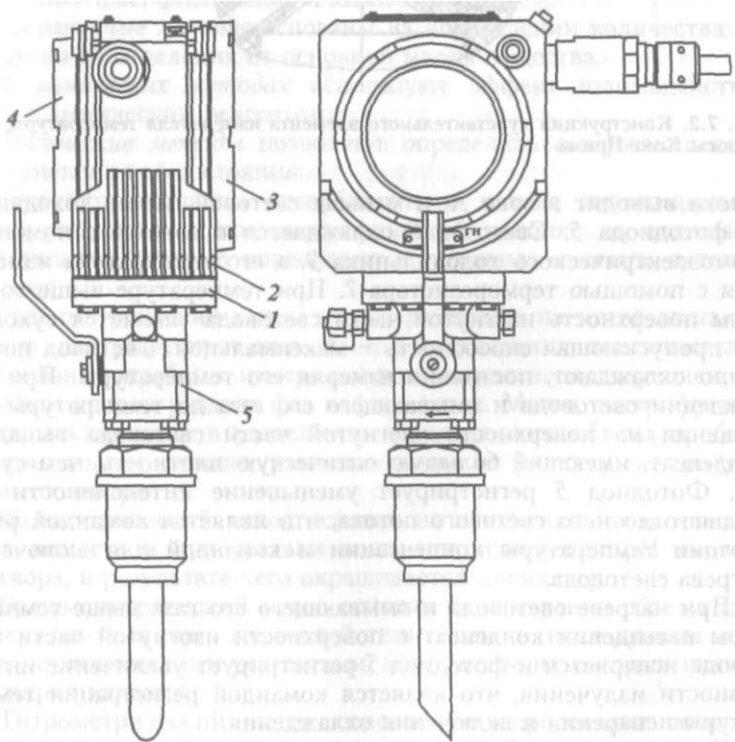


Рис. 7.1. Внешний вид измерителя температуры точки росы Конг-Прима

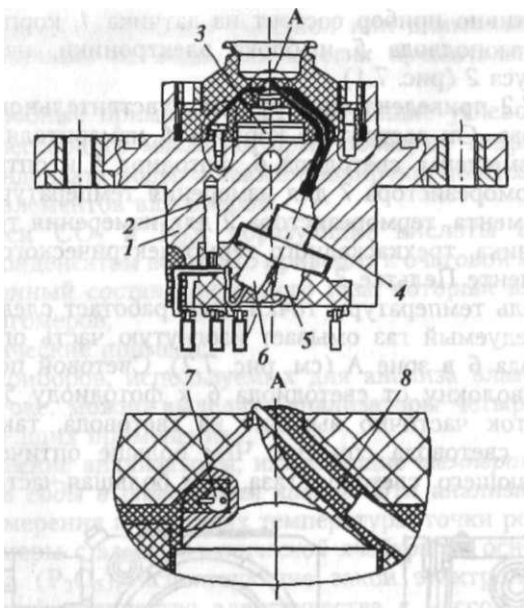


Рис. 7.2. Конструкция чувствительного элемента измерителя температуры точки росы Конг-Прима

потока выходит в зоне А, и меньше световой поток, доходящий до фотодиода 5. Световод 8 охлаждается в зоне А с помощью термоэлектрического холодильника 3, а его температура измеряется с помощью терморезистора 7. При температуре выше точки росы поверхность изогнутой части световода является сухой, а его пропускающая способность - максимальной. Световод постепенно охлаждают, постоянно измеряя его температуры. При охлаждении световода и омывающего его газа до температуры насыщения на поверхность изогнутой части световода выпадает конденсат, имеющий большую оптическую плотность, чем сухой газ. Фотодиод 5 регистрирует уменьшение интенсивности дошедшего до него светового потока, что является командой регистрации температуры конденсации и командой для включения нагрева световода.

При нагреве световода и омывающего его газа выше температуры насыщения конденсат с поверхности изогнутой части световода испаряется и фотодиод 5 регистрирует увеличение интенсивности излучения, что является командой регистрации температуры испарения и включения охлаждения.

После описанного процесса вычисляется температура точки росы, как среднее значение температур конденсации и испарения.

Технические данные

- Режим работы прибора - непрерывный, циклический.
- Диапазон измерения точки росы от минус 25 до плюс 30 °С.
- Абсолютная погрешность измерения точки росы не более ± 1 °С.
- Рабочее давление исследуемого газа от 0,1 до 10,0 МПа.
- Длительность цикла измерения точки росы не более 10 мин.

Измеренное значение точки росы отображается на жидкокристаллическом индикаторе (ЖКИ), встроенном в прибор.

7.3. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ НЕФТИ

Методы измерения влагосодержания нефти можно разделить на абсолютные, физические и химические.

Абсолютные методы основаны на определении количества воды путём её отделения от основной массы вещества.

В *химических методах* используют эффект взаимодействия воды с химическим реагентом.

Физические методы позволяют определить содержание воды без изменения её состояния:

При использовании адсорбционного метода анализируемую смесь разделяют в хроматографической колонке на отдельные компоненты, которые определяют с помощью системы детектирования.

Гравиметрический метод можно разделить на метод отстаивания и центрифугирования. Метод отстаивания заключается в отстаивании пробы в измерительном сосуде и последующем измерении уровня раздела фаз нефть - вода. Метод центрифугирования заключается в разделении определенного объёма пробы в измерительном стакане, расположенном по радиусу центрифуги дном от центра.

Колометрический метод основан на изменении цвета химических веществ в присутствии воды или изменении рН водного раствора, в результате чего окрашивается индикатор.

Валюмометрический метод основан на измерении объёма газа, выделяющегося при взаимодействии воды в исследуемом продукте с химическими реагентами, наилучшим из которых является гидрид кальция.

Титриметрический метод основан на определении влагосодержания при титровании испытуемой пробы растворами химических реагентов.

Колориметрический метод основан на экзотермическом взаимодействии химических реагентов с водой, находящейся в нефтях. По количеству выделившейся теплоты судят о количестве воды.

Кулонометрический метод основан на электролизе воды, извлеченной из анализируемого продукта путём адсорбции. Мерой количества воды является количество электричества, которое было затрачено на электролиз извлечённой воды.

Радиоволновой метод основан на функциональной связи поглощения и рассеяния водой энергии СВЧ электромагнитного излучения, длины волн которого находятся в диапазоне от 1 до 100 мм.

Кондуктометрический метод основан на измерении электрической проводимости испытуемого продукта и в основном используется для измерения концентрации воды в высокообводнённых эмульсиях, содержащих свыше 50 % воды.

Акустический метод использует зависимость скорости распространения, поглощения и отражения ультразвуковых колебаний влагосодержащего вещества.

Оптический метод измерения влагосодержания основан на измерении поглощения, рассеяния или преломления светового потока, проходящего через влагосодержащий продукт.

Пикнометрический метод основан на определении влагосодержания по разности плотностей влажной и сухой нефти, определённых с помощью пикнометра.

Экспресс-анализ влагосодержания нефти основан на переводе влаги из пробы в паровую фазу путём её тонкодисперсного распыления в термостатированной камере с последующим детектированием концентрации влаги в паровой фазе.

Радиационный метод основан на просвечивании объекта ионизирующим излучением и последующем фиксировании степени ослабления излучения специальным детектором.

Тепловой метод основан на зависимости теплофизических коэффициентов испытуемого вещества от его влагосодержания.

Для характеристики содержания влаги в материалах применяются две величины: влагосодержание и влажность. Ранее эти величины назывались, соответственно, абсолютной и относительной влажностью. Под влагосодержанием U понимается отношение массы влаги M , содержащейся в теле, к массе абсолютно сухого тела M_0 :

$$U = M/M_0. \quad (7.1)$$

Под влажностью W понимается отношение массы влаги M , содержащейся в теле, к массе влажного материала M :

$$W = M/(M + M_0). \quad (7.2)$$

Иногда эти величины выражают через веса в процентах. В таком случае выражения (7.1) и (7.2) принимают вид

$$U = ((P - P_0)/P_0) \cdot 100 \%;$$

$$W = ((P - P_0)/P) \cdot 100 \%,$$

где P – вес влажного тела; P_0 – вес абсолютно сухого тела.

Для указания содержания влаги в материале может быть применена любая из этих величин. Переход от одной величины к другой может быть осуществлен по соотношениям

$$W = U/(1 + U); \quad (7.3)$$

$$U = W/(1 - W). \quad (7.4)$$

Для указания содержания влаги в материале применяются влагосодержание U или влажность W в зависимости от установившихся традиций. Большей частью в теоретических исследованиях и расчетах содержание влаги задается влагосодержанием U ; в производственных условиях в экспериментах для той же цели чаще применяют влажность W .

Диэлькометрический метод определения влагосодержания нефти основан на измерении зависимости диэлектрической проницаемости эмульсии типа «вода в нефти» от содержания воды. Сущность метода заключается в измерении относительной диэлектрической проницаемости ϵ_s водонефтяной смеси в зависимости от процентного содержания воды в ней. Нефть является диэлектриком, а вода с растворёнными солями – электролитом. На основе изучения поведения такой смеси была выведена аналитическая зависимость относительной диэлектрической проницаемости ϵ_s водонефтяной эмульсии от содержания воды W_w , газосодержания нефти k и относительной диэлектрической проницаемости обезвоженной нефти ϵ_n :

$$\epsilon_s = \frac{\epsilon_n \rho_s}{\left(1 - \frac{\epsilon_n}{1+k}\right)^y}, \quad (7.5)$$

где объёмное газосодержание

$$k = \frac{V_r}{(V_n + V_w)}, \quad (7.6)$$

а V_r , V_n , V_w – объёмные доли свободного газа, нефти и воды, соответственно; ρ_s – плотность водонефтяной эмульсии.

Ёмкостной датчик измеряет относительную диэлектрическую проницаемость эмульсии. Затем вычисляется состав смеси. Этот метод использует большую разницу диэлектрических постоянных 80 – для воды и 2 – для углеводородов. Устройства ёмкостного типа обеспечивают хорошую точность при малых значениях обводнённости (для эмульсий типа «вода в нефти», где содержание воды меньше 50 %). При больших содержаниях воды показания приборов становятся недостоверными из-за большой проводимости эмульсии.

При большом влагосодержании (эмульсии типа «нефть в воде», где содержание воды больше 50 %) хорошо работает оптический метод, использующий поглощение инфракрасного (ИК) излучения углеводородами.

Вода пропускает почти 100 % излучения ближнего ИК диапазона, а нефть пропускает не более 10 % излучения. Оптический датчик отличается малой инерционностью и тем, что не требует калибровки по стандартам влажности, так как выходной сигнал однозначно связан с числом молекул N воды в единице объёма выражением закона Бугера–Ламберта–Бера:

$$I_{\lambda} = I_0 e^{-(\Delta_{\lambda} N l)}, \quad (7.7)$$

где l – расстояние от источника света до фотоприемника; I_0 – интенсивность излучённого сигнала; I_{λ} – интенсивность принятого фотоприёмником сигнала; Δ_{λ} – полоса поглощения паров воды с центральной длиной волны λ .

7.4. ВЛАГОМЕР СЫРОЙ НЕФТИ

Оба рассмотренных метода объединены во влагомере «Аква-сенс» (рис. 7.3).

Принцип работы влагомера комбинированный: диэлькометрический – на эмульсии «вода в нефти» и оптический – на эмульсии «нефть в воде» (рис. 7.4). При малой обводнённости (вода в нефти) электрод преобразователя, погруженный в смесь, меняет ёмкость нагрузки генератора, вследствие чего изменяется частота P^e выходного сигнала генератора в зависимости от влагосодержания водонефтяной смеси (кривая 2). При большой обводнённости (нефть в воде) используется оптический метод, когда изменяется оптическая плотность газонефтяной смеси от содержания в ней нефти. Вода, водосолевые и кислотосодержащие растворы имеют в рабочем спектральном диапазоне нулевую оптическую плотность, в то время как нефть представляет из себя практически непрозрачную жидкость с характерной для каждой

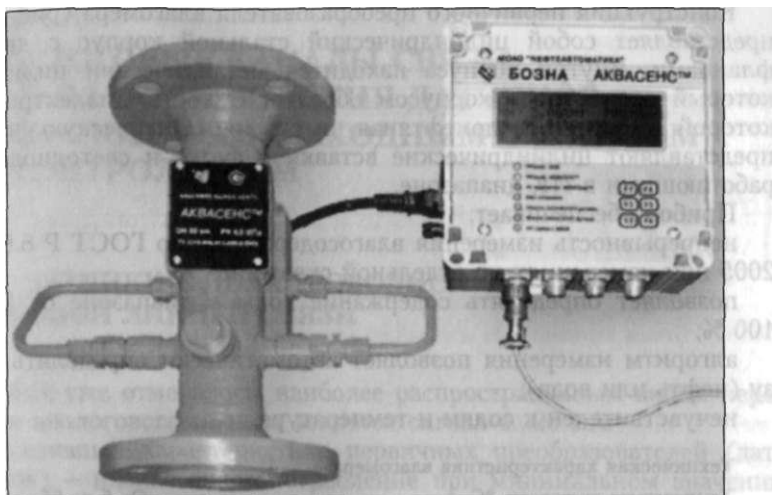


Рис. 7.3. Внешний вид влагомера «Аквасенс»

нефти оптической плотностью. Логарифмическая зависимость светопропускания смеси от содержания в ней нефти имеет линейный характер и преобразуется электронной схемой в частоту F^0 выходного сигнала (кривая 1).

Прибор позволяет определять содержание воды в нефти от 0 до 100 %. Модель измерения (см. рис. 7.4) позволяет автоматически определить фазу (нефть или вода).

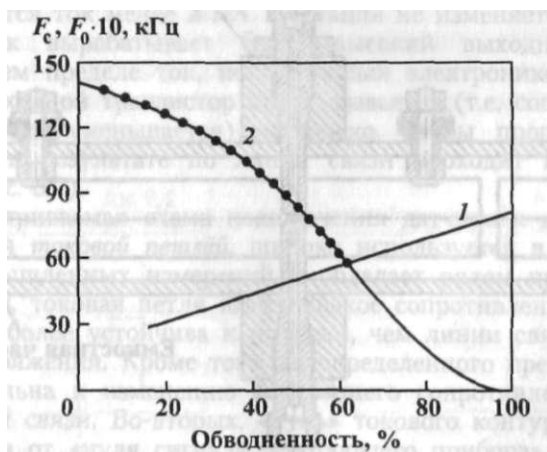


Рис. 7.4. Градуировочная кривая для работы на водной (1) и нефтяной (2) фазах

Конструкция первичного преобразователя влагомера (рис. 7.5) представляет собой цилиндрический стальной корпус с двумя фланцами. Внутри корпуса находится металлический цилиндр, который совместно с корпусом образует ёмкость, диэлектриком которой является водонефтяная эмульсия. Оптическую часть представляют цилиндрические вставки с фото- и светодиодами, работающими в ИК диапазоне.

Прибор обеспечивает:

непрерывность измерения влагосодержания по ГОСТ Р 8.615-2005 при измерениях по отдельной скважине;

позволяет определять содержание воды в диапазоне от 0 до 100 %;

алгоритм измерения позволяет автоматически определять фазу (нефть или вода);

нечувствителен к солям и температуре.

Техническая характеристика влагомера

Кинематическая вязкость жидкости, мм ² /с.....	От 0,6 до 4600
Содержание солей, массовая доля, %.....	От 0,3 до 15
Содержание свободного газа в жидкости, %.....	До 5

Пределы допускаемого значения относительной погрешности измерения содержания нефти в водонефтяной смеси

при обводненности от 0 до 70 %.....	±4
при обводненности от 70 до 95 %.....	+10
при обводненности от 95 до 98 %.....	+18

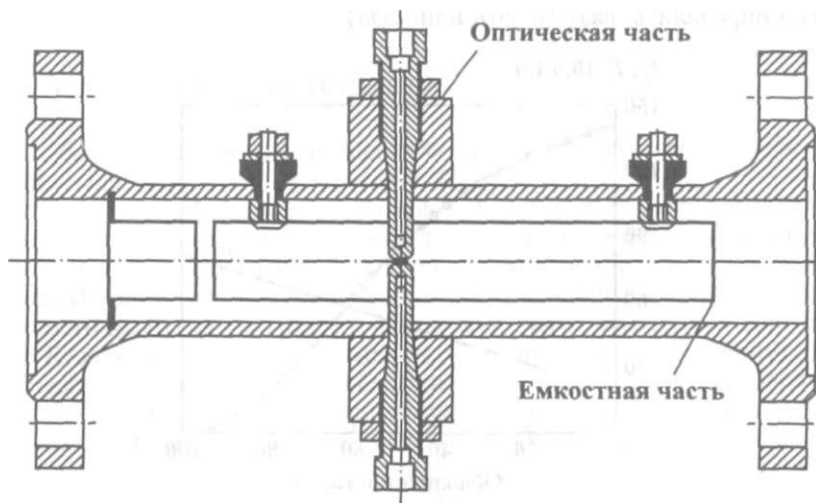


Рис. 7.5. Конструкция первичного преобразователя влагомера «Аквасенс»

Глава 8

АНАЛОГОВЫЕ КАНАЛЫ СВЯЗИ. СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ДАТЧИКОВ С АНАЛОГОВЫМ ВЫХОДНЫМ СИГНАЛОМ К КОНТРОЛЛЕРАМ

8.1. ДАТЧИКИ С ДВУХПРОВОДНОЙ ТОКОВОЙ ЛИНИЕЙ СВЯЗИ

Как уже отмечалось, наиболее распространённым видом передачи аналогового сигнала является сигнал 4...20 мА.

Основная характеристика первичных преобразователей (датчиков) - низкое энергопотребление при минимальном значении входного сигнала. Для работы датчика требуется ток менее 4 мА. Только в этом случае электропитание и выходной сигнал могут подаваться по одной линии.

На рис. 8.1 приведена типовая схема подключения датчика по двухпроводной схеме. Для питания электронной схемы датчика требуется невысокое напряжение питания порядка 5...8 В, которое может преобразовываться в датчике в двуполярное стабилизированное напряжения порядка $\pm 2,5$ В. Этого напряжения достаточно для работы схем усилителя, а также управления дисплеем и выходным транзистором. На все эти функции, как правило, потребляется ток менее 2 мА. Ситуация не изменяется, даже если датчик вырабатывает более высокий выходной сигнал. На верхнем пределе ток, потребляемый электроникой, немного выше. Выходной транзистор приоткрывается (т.е. сопротивление его перехода уменьшается) настолько, чтобы пропустить ток 18,1 мА; в результате по линии связи проходит полный ток 20 мА (рис. 8.2).

Рассматриваемая схема подключения датчика к контроллеру называется *токовой петлёй*, широко используется в аппаратуре для промышленных измерений и обладает рядом преимуществ. Во-первых, токовая петля имеет низкое сопротивление, а следовательно, более устойчива к помехам, чем линии связи с сигналами напряжения. Кроме того, до определенного предела она не чувствительна к изменению внутреннего сопротивления проводов линии связи. Во-вторых, «нуль» токового контура 4...20 мА отличается от «нуля сигнала работающего прибора», что позволяет надежно распознать неисправность датчика, а также обрыв линии связи.

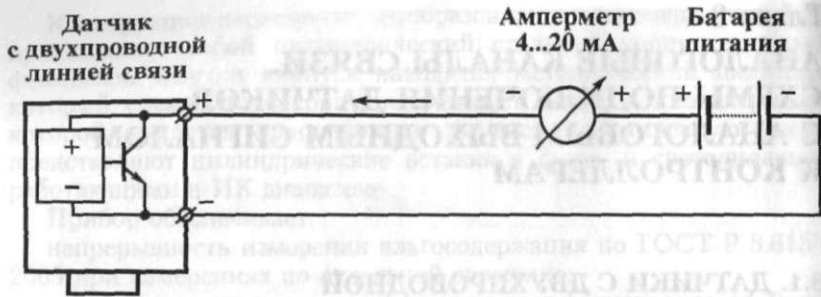


Рис. 8.1. Схема подключения датчика по двухпроводной схеме

Электроника датчика распознаёт отказ прибора (например, неисправность чувствительного элемента (сенсора)) и немедленно устанавливает выходной сигнал, равный 3 мА. При обрыве ток в линии отсутствует (0 мА). В обоих состояниях выходной сигнал будет отличен от сигнала в режиме измерения, что позволяет обнаружить неисправность (рис. 8.3). Диапазон 4...20 мА имеет фиксированный верхний предел, поэтому ток, превышающий 20 мА, также не может интерпретироваться как измерительный сигнал. Это может служить указанием, что значение измеряемого параметра превысило измерительный диапазон, или свидетельствовать о коротком замыкании, т.е. о неисправности. При этом ток короткого замыкания должен ограничиваться до разумного значения на стороне контроллера с помощью защитного резистора (или плавкого предохранителя).

Если датчик откалиброван, то при отсутствии давления он покажет «ноль». Чтобы амперметр показывал ток I_a 4 мА, выходной транзистор должен «приоткрыться» и отобрать из линии

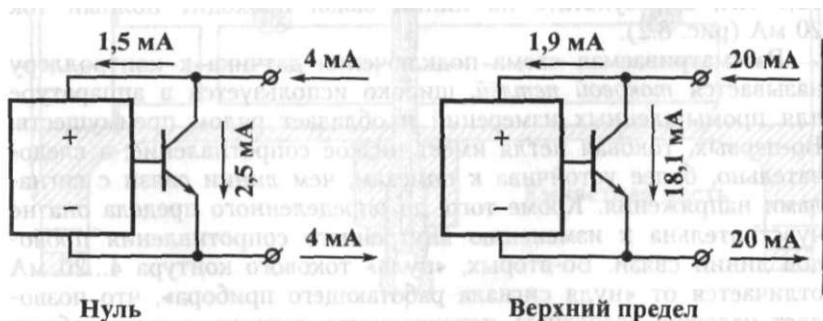


Рис. 8.2. Пределы тока датчика в измерительном режиме

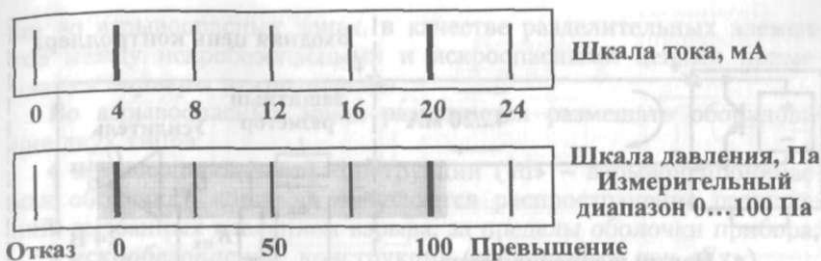


Рис. 8.3. Шкалы измеряемого сигнала и тока датчика.

Серым цветом выделен диапазон тока, интерпретируемого как измерительный сигнал

питания определен ток, доведя полный ток в цепи до 4 мА. Считается, что ток ниже 3,6 мА или выше 21 мА свидетельствует о неисправности. Следовательно, измерительный сигнал $i_{изм}$, включая выход за нижнюю границу диапазона и превышение верхней границы диапазона, находится в пределах между 3,8 и 20,5 мА:

Интерпретация сигналов датчика

Неисправность, i_a	$0 \leq i_a \leq 3,6$ мА
Измерительный сигнал, i_m	$3,8 < i_{изм} < 20,5$ мА
Неисправность, i_b	$i_a \geq 21$ мА

Пример: измерительный диапазон головки равен 100 Па, следовательно, 10 мА выходного тока датчика соответствуют давлению $(100/16) \cdot 6 = 37,5$ Па.

Большинство датчиков в нефтегазовой промышленности являются полевыми устройствами, преобразующими измеряемый параметр в сигнал 4...20 мА. Без барьера безопасности они могут использоваться только в невзрывоопасных областях. При соединении с соответствующим барьером безопасности датчики можно установить во взрывоопасной зоне.

8.2. ДАТЧИКИ ДЛЯ НЕВЗРЫВООПАСНОЙ ЗОНЫ

Датчики могут работать при напряжении питания в диапазоне 8...28 В. В ряде контроллеров, имеющих аналоговые входы, напряжение питания выводится на клеммы разъёма для питания аналоговых датчиков. Измерительная схема всегда одинакова (рис. 8.4). Измерительный ток $I_{вх}$ протекает через резистор $R_{вх}$, создавая пропорциональное падение напряжения $U_{вх}$, которое усиливается измерительным усилителем. Результирующее напряжение $U_{вых}$ используется для индикации результатов измерения и формирования сигнала тревоги с помощью компараторов.



Рис. 8.4. Подключение двухпроводного датчика 4...20 мА к контроллеру с питанием датчиков по входным цепям

Если двухпроводный датчик работает с контроллером, в котором не предусмотрены клеммы для питания датчика, то его необходимо подсоединить к внешнему источнику питания напряжением 24 В (или к аккумулятору). При этом положительный полюс источника питания соединяется непосредственно с положительным полюсом питания датчика, а отрицательный полюс источника питания соединяется с отрицательной входной клеммой входного сигнала 4...20 мА на контроллере (рис. 8.5).

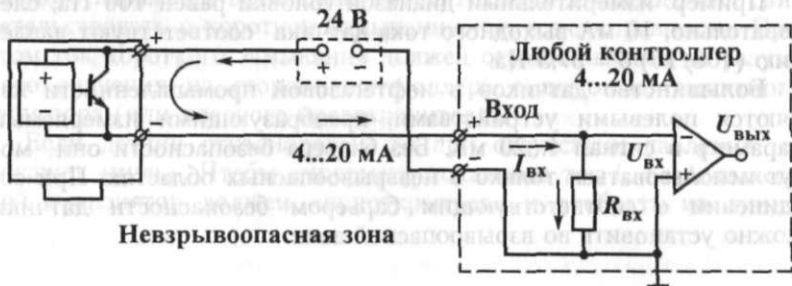


Рис. 8.5. Схема подключения двухпроводного датчика 4...20 мА к контроллеру при внешнем источнике питания

8.3. ДАТЧИКИ ДЛЯ ВЗРЫВООПАСНОЙ ЗОНЫ. БАРЬЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

На предприятиях газовой и нефтяной промышленности для сопряжения контрольно-измерительного оборудования, размещённого во взрывобезопасной зоне, с датчиками, установленными-

ми во взрывоопасных зонах, в качестве разделительных элементов между искробезопасными и искроопасными цепями применяются **барьеры искрозащиты**.

Во взрывоопасных зонах разрешается размещать оборудование двух типов:

- **взрывозащищенной** конструкции («d» – взрывонепроницаемая оболочка), когда не допускается распространение разрушений, вызванных давлением взрыва, за пределы оболочки прибора;
- **искробезопасной** конструкции (маркируется как «Ex»).

Искробезопасность – это метод защиты, гарантирующий, что при возникновении одной неисправности («ib») или даже двух независимых неисправностей («ia») в аппарате не возникнет ни горячих поверхностей, ни искр, которые могли бы поджечь горючую смесь, окружающую датчик. В отличие от других методов защиты, искробезопасен не только датчик, но и вся цепь. Эта искробезопасная цепь должна быть отделена от неискробезопасной цепи контроллера так называемым **барьером безопасности**.

Барьер искробезопасности ограничивает напряжение, поступающее на датчик до уровня U_{\max} , и мощность до уровня P_{\max} . Эти значения могут быть различными для разных барьеров искрозащиты. Например, для барьера искрозащиты GHG 1169 110 V0 (ABB) соответствующие параметры этого барьера: $U_{\max} = 19,2$ В, $P_{\max} = 648$ мВт.

Барьер безопасности должен быть заземлен (PE) или соединен с общей шиной (PA); то же относится и к экрану (рис. 8.6).

При использовании искробезопасной гальванической развязки заземление теряет смысл. Экран кабеля на искробезопасной стороне следует подсоединить к определенному потенциалу, например, к отрицательному полюсу. Экран между искробезопасной гальванической развязкой и центральным блоком необходимо соединить с потенциалом земли (PE) на центральном блоке.

Барьер безопасности отделяет искробезопасную цепь искробезопасного датчика от неискробезопасной цепи контроллера. Типичный пассивный барьер безопасности (рис. 8.7) содержит четыре основных компонента:

- 1) один (или несколько) токоограничивающих резисторов;
- 2) один (или несколько) стабилитронов, ограничивающих напряжение;
- 3) защиту от перегрузки (например малоинерционный плавкий предохранитель);
- 4) соединитель заземления PA/PE.

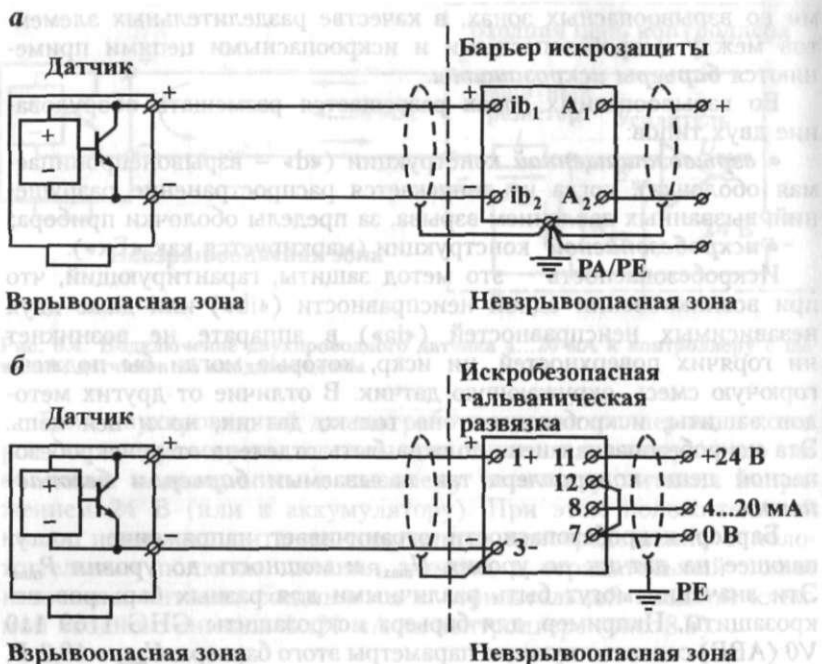


Рис. 8.6. Схема подключения датчика к барьеру безопасности:
 а – без гальванической развязки; б – при использовании гальванической развязки

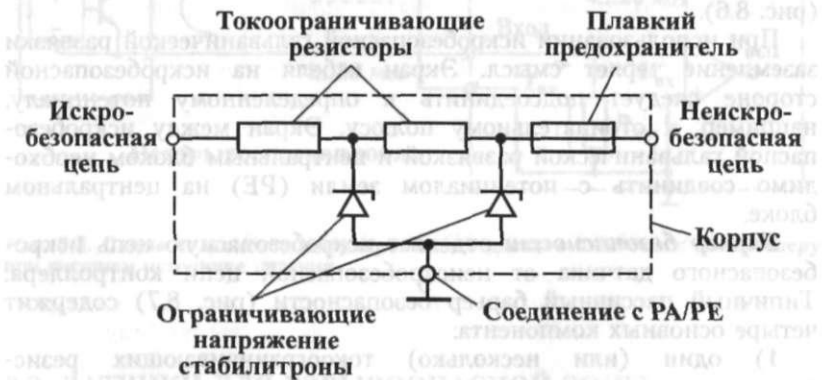
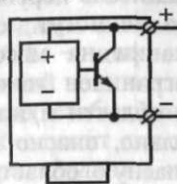


Рис. 8.7. Схема пассивного барьера безопасности

ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ УСТРОЙСТВА ИСКРОЗАЩИТЫ

Если (при неисправности) напряжение неискробезопасной цепи становится слишком высоким (потенциал измеряется отно-

A: 2-проводная
измерительная
головка 4...20 мА



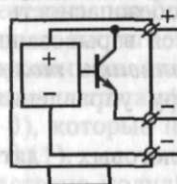
Источник
питания 24 В



Входной
модуль
0...20 мА



B: 3-проводная
измерительная
головка 4...20 мА



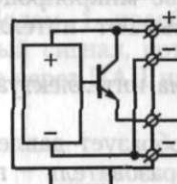
Источник
питания 24 В



Входной
модуль
0...20 мА



C: 3-проводная
измерительная
головка 4...20 мА
в 4-проводном
исполнении



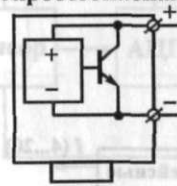
Источник
питания 24 В



Входной
модуль
0...20 мА

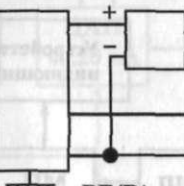


D: 2-проводная
измерительная
головка 4...20 мА,
искробезопасная



Барьер
безопасности

Источник
питания 24 В



Входной
модуль
0...20 мА



Взрывоопасная зона

Невзрывоопасная зона

Рис. 8.8. Возможные схемы подключения аналоговых датчиков 4...20 мА к контроллерам

сительно потенциала точки РА/РЕ), то стабилитроны, обычно имеющие высокое сопротивление, начинают проводить и потребляют столь высокий ток, что плавкий предохранитель перегорает. Таким образом, опасные высокие напряжения не могут передаваться во взрывоопасную зону. При замыкании на массу во взрывоопасной области максимальный ток ограничен токоограничивающим резистором во невзрывоопасной области и/или перегорает плавкий предохранитель. Следовательно, опасные высокие токи не могут передаваться во взрывоопасную область, т.е. электропитание в искробезопасной цепи надежно ограничено.

Очевидно, что такой барьер безопасности должен быть сертифицирован и маркирован как прибор, обеспечивающий взрывобезопасность, например, [Ex ib]. Квадратные скобки указывают, что барьер безопасности обеспечивает искробезопасность цепи категории «ib», однако сам по себе не является взрывозащищенным прибором, т.е. *барьер следует устанавливать только во взрывобезопасной области* (обычно в шкафу управления, где монтируется контроллер).

Возможные схемы подключения аналоговых датчиков 4...20 мА к контроллерам показаны на рис. 8.8.

8.4. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ДАТЧИКИ

Датчик, который содержит в своем составе микропроцессорное устройство обработки информации, называют интеллектуальным датчиком.

На рис. 8.9 показана функциональная схема интеллектуального датчика давления.

Сенсор - чувствительный элемент - преобразует давление в напряжение. АЦП - аналого-цифровой преобразователь - преобразует напряжение в код. МП - микропроцессор - осуществляет обработку сигнала - вычисление значения *вычисляемого* параметра, а также функции управления и линеаризации характеристики сенсора. Интерфейсные блоки служат для формирования



Рис. 8.9. Функциональная схема интеллектуального датчика давления

сигналов цифровой и аналоговой передачи данных. Устройство индикации показывает значение измеряемого параметра.

На рис. 8.10 показана блок-схема интеллектуального датчика с выходным сигналом тока.

ПАП - цифро-аналоговый преобразователь - преобразует цифровой код в сигнал тока датчика. Полевой транзистор служит для стабилизации напряжения питания схемы. Сопротивление R_I служит для контроля значения тока в цепи.

При создании нового поколения интеллектуальных датчиков потребовалось наряду с передачей аналоговой информации передавать и цифровые данные. С этой целью был разработан специальный протокол Highway Addressable Remote Transducer - так называемый HART-протокол.

Передача данных в HART-протоколе осуществляется с помощью частотной модуляции, в соответствии с широко распространенным стандартом Bell 202. Цифровая информация передается частотами 1200 Гц (логическая 1) и 2200 Гц (логический 0), которые накладываются на аналоговый токовый сигнал (рис. 8.11).

Частотно-модулированный сигнал цифровых данных при применении соответствующей фильтрации не влияет на основной аналоговый сигнал 4...20 мА. Скорость передачи данных для HART составляет 1,2 кбит/с.

На рис. 8.12 показана блок-схема датчика, использующего HART-протокол.

Модем 1 преобразует цифровой код в частотно-модулированный сигнал, который поступает на формирователь сигнала, и далее через ЦАП на выход датчика.

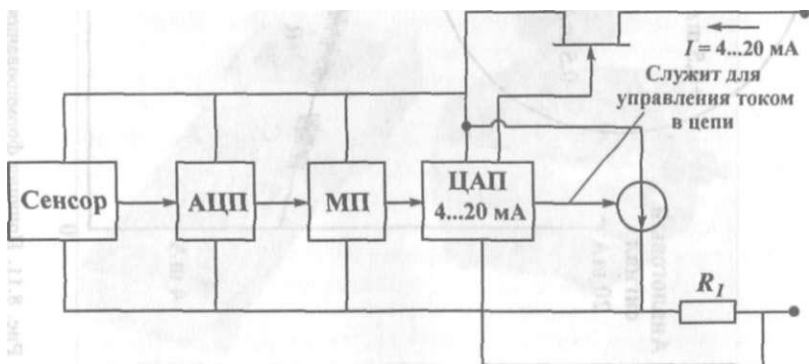
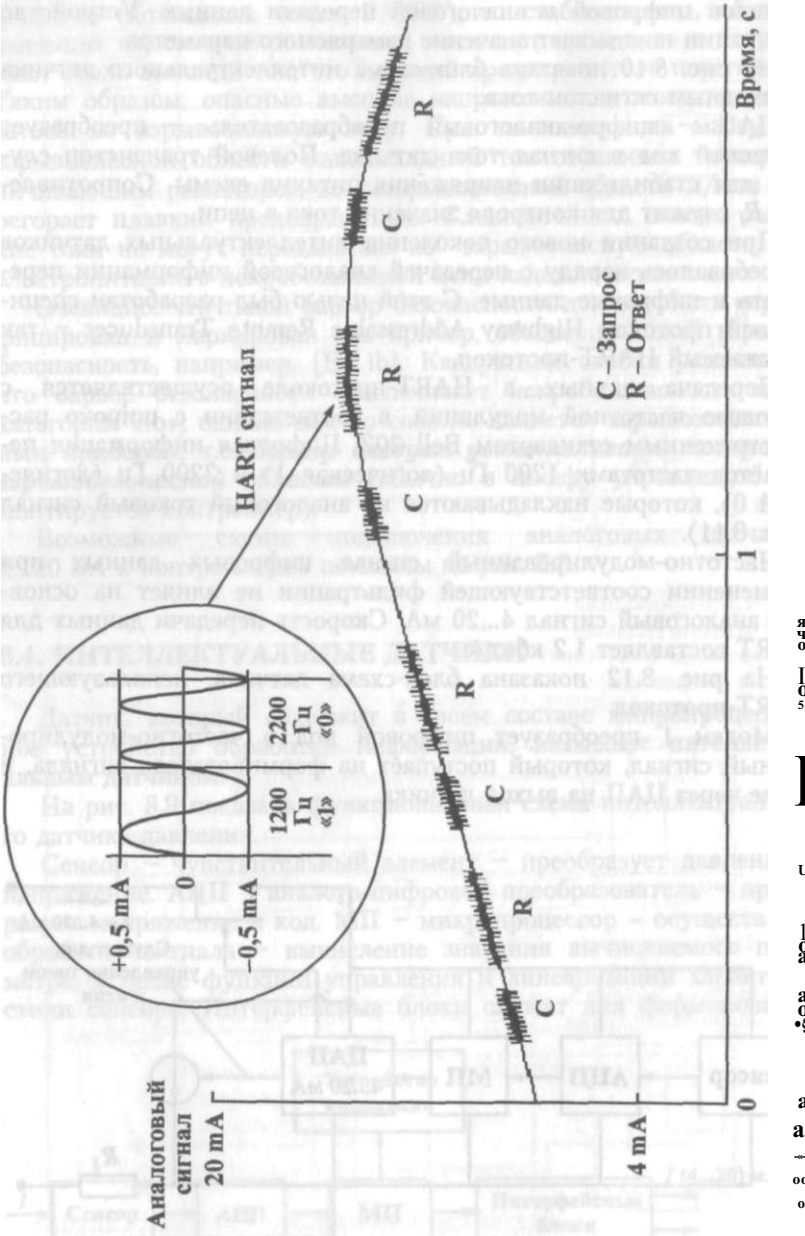


Рис. 8.10. Блок-схема интеллектуального датчика с выходным сигналом тока



а
о
н
о
с
I
U
1
а
а
о
а
а
о

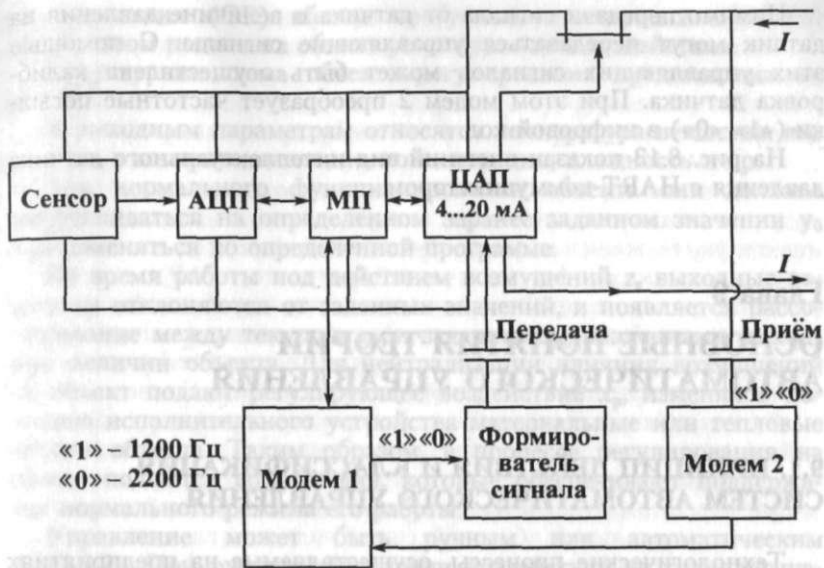


Рис. 8.12. Блок-схема датчика, использующего HART-протокол



Рис. 8.13. Внешний вид интеллектуального датчика давления с HART-коммуникатором

Помимо передачи сигнала от датчика о величине давления на датчик могут передаваться управляющие сигналы. С помощью этих управляющих сигналов может быть осуществлена калибровка датчика. При этом модем 2 преобразует частотные послылки («1» «0») в цифровой код.

На рис. 8.13 показан внешний вид интеллектуального датчика давления с HART-коммуникатором.

Глава 9

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ ТЕОРИИ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

9.1. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Технологические процессы, осуществляемые на предприятиях нефтяной и газовой промышленности, обычно представляют в виде динамических систем, поведение которых во времени определяется такими параметрами, как температура, давление, расход, уровень, концентрация и др. При нормальном протекании процесса эти параметры принимают определенные, так называемые номинальные значения.

Указанные параметры могут отклоняться от номинальных значений в силу ряда внешних причин (изменение расхода и состава сырья, параметров тепло- и хладагентов и др.) или явлений, протекающих в самом аппарате (условий передачи тепла через поверхность и др.). Это приводит к нарушению технологического процесса и, как следствие, к снижению количества и качества получаемой продукции.

В связи с этим для нормального протекания процесса им необходимо управлять.

Управление - это целенаправленное воздействие на технологический объект управления (ТОУ), которое обеспечивает его функционирование и качественно оценивается величиной критерия управления.

Критерии могут иметь технологическую или экономическую природу (производительность технологической установки, себестоимость продукции и т.п.).

Регулирование - частный случай управления, используемый в локальных системах и означающий стабилизацию технологического параметра, т.е. поддержание выходных параметров объекта

регулирования (ОР) вблизи требуемых постоянных значений посредством подачи на объект регулирующего воздействия.

Структурная схема объекта регулирования представлена на рис. 9.1.

К выходным параметрам относятся температура вещества, его уровень в аппарате, давление, концентрация, влажность и др.

Для нормального функционирования объекта они должны поддерживаться на определенном заранее заданном значении y_0 или изменяться по определенной программе.

Во время работы под действием возмущений z_B выходные величины отклоняются от заданных значений, и появляется рассогласование между текущим y_T и заданным y_0 значениями выходных величин объекта. Для нейтрализации влияния возмущений на объект подают регулирующее воздействие x_p , изменяя с помощью исполнительного устройства материальные или тепловые потоки объекта. Таким образом, в процессе регулирования на объект подаются воздействия, которые обеспечивают поддержание нормального режима его работы.

Управление может быть ручным или автоматическим (рис. 9.2). При ручном управлении воздействие на технологический объект через исполнительное устройство осуществляет человек (оператор), наблюдающий за ходом процесса (рис. 9.2, а). Оператор следит за отклонением текущего значения параметра y_T от заданного значения y_0 и, в зависимости от этого отклонения, осуществляет воздействие x_p на исполнительное устройство таким образом, чтобы процесс удовлетворял заданным условиям.

При автоматическом управлении (рис. 9.2, б) воздействие на объект осуществляется специальным автоматическим устройством (контроллер нижнего уровня, автоматический регулятор) в замкнутом контуре; такое соединение элементов образует систему автоматического регулирования (САР).

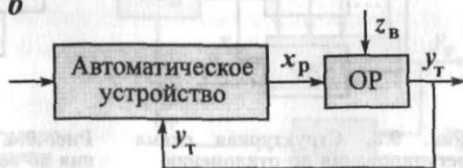
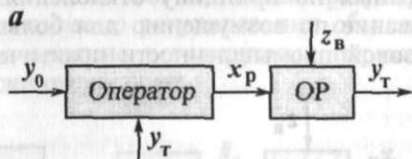
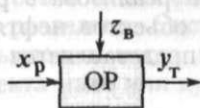


Рис. 9.1. Структурная схема объекта регулирования

Рис. 9.2. Структурные схемы ручного (а) и автоматического (б) управления

Системы автоматического регулирования, используемые для стабилизации технологических параметров, классифицируют по нескольким характерным признакам.

1. По *принципу регулирования* САР делят на действующие по отклонению, по возмущению и по комбинированному принципу.

По отклонению (рис. 9.3).

В системах, работающих по отклонению регулируемого параметра от заданного значения, возмущение z_b вызывает отклонение текущего значения регулируемого параметра y_T от его заданного значения y_0 . Автоматический регулятор (АР) сравнивает значения y_T и y_0 и при их рассогласовании вырабатывает регулирующее воздействие x_p соответствующего знака, которое через исполнительное устройство (на рисунке не показано) подается на объект регулирования (ОР) и устраняет это рассогласование.

В системах регулирования по отклонению регулирующее воздействие возникает при появлении сигнала рассогласования между текущим y_T и заданным y_0 значениями регулируемого параметра в результате действия отрицательной обратной связи. Наличие отрицательной обратной связи является главным преимуществом систем регулирования по отклонению. На практике такие системы получили преимущественное распространение, так как регулирующее воздействие в них осуществляется независимо от числа, вида и места появления возмущающих воздействий. Системы регулирования по отклонению являются замкнутыми.

По возмущению (рис. 9.4).

При регулировании по возмущению регулятор АР_в получает информацию о текущем значении основного возмущающего воздействия z_1 . При изменении его и несовпадении с номинальным значением y_b , регулятор формирует регулирующее воздействие x_p , направленное на объект, которое компенсирует действия возмущения. В системах, действующих по возмущению, сигнал регулирования проходит по контуру быстрее, чем в системах, построенных по принципу отклонения. Однако реализовать регулирование по возмущению для большинства объектов нефтяной и газовой промышленности практически не представляется воз-

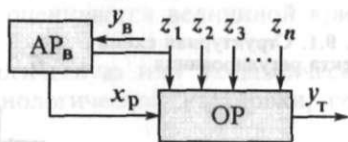
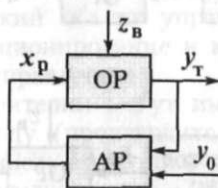


Рис. 9.3. Структурная схема регулирования по отклонению

Рис. 9.4. Структурная схема регулирования по возмущению

возможным, так как оно требует учета влияния всех возмущений объекта (z_1, z_2, \dots, z_n), число которых, как правило, велико. Кроме того, некоторые из них не могут быть оценены количественно. Обычно учитывают основное возмущение, например, по нагрузке объекта. Кроме того, текущее значение регулируемой величины y_T не поступает в контур регулирования системы по возмущению, поэтому с течением времени отклонение регулируемой величины от номинального значения может превысить допустимые пределы. Системы регулирования по возмущению являются разомкнутыми.

По комбинированному принципу (рис. 9.5).

При регулировании по комбинированному принципу совместно используются принцип регулирования по отклонению и по возмущению. Это позволяет получить высококачественные системы. В них влияние основного возмущения z_1 нейтрализуется регулятором AP_B , работающим по принципу возмущения, а влияние других возмущений – регулятором AP , реагирующим на отклонение текущего значения регулируемого параметра от заданного значения.

2. По количеству контуров регулирования САР делят на одноконтурные и многоконтурные.

Одноконтурными называются системы, содержащие один замкнутый контур, а многоконтурными – имеющие несколько замкнутых контуров.

3. По количеству регулируемых параметров САР делят на одномерные и многомерные.

Одномерные системы имеют по одному регулируемому параметру, а многомерные – несколько регулируемых параметров.

Многомерные системы могут быть разделены на системы несвязанного регулирования и связанного регулирования.

В первых из них регуляторы непосредственно не связаны между собой и воздействуют на общий для них объект регулирования отдельно. Системы *несвязанного* регулирования обычно используются, когда взаимное влияние регулируемых параметров объекта мало или практически отсутствует.

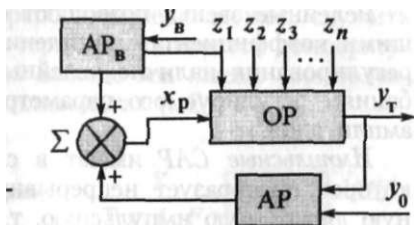


Рис. 9.5. Структурная схема регулирования по комбинированному принципу

В противном случае применяют системы *связанного* регулирования, в которых регуляторы различных параметров одного технологического объекта связаны между собой внешними связями (вне объекта) с целью ослабления взаимного влияния регулируемых параметров. Такая система связанного регулирования называется *автономной*.

4. По назначению (характеру изменения задающего воздействия) САР подразделяются на системы стабилизации, системы программного управления и следящие системы.

Системы стабилизации предназначены для поддержания регулируемого параметра на заданном значении, которое устанавливается постоянным ($y_0 = \text{const}$). Это наиболее распространенные системы.

Системы программного управления построены таким образом, что заданное значение регулируемого параметра представляет собой известную заранее функцию времени [$y_0 = f(t)$]. Такие системы используются при автоматизации технологических процессов периодического действия или процессов, работающих по определенному циклу.

В *следящих системах* заданное значение регулируемого параметра заранее не известно и является функцией внешней независимой технологической величины [$y_0 = f(y_1)$]. Эти системы служат для регулирования одного технологического параметра (ведомого), находящегося в определенной зависимости от значения другого (ведущего) технологического параметра. Разновидностью следящих систем являются системы регулирования состояния двух параметров, например расходов двух продуктов.

5. По характеру регулирующего воздействия различают непрерывные (аналоговые) САР, релейные и импульсные системы.

Аналоговые САР построены так, что непрерывному изменению входной величины системы соответствует непрерывное изменение величины на выходе.

Релейные (позиционные) САР имеют в своем составе релейное звено, которое преобразует непрерывную входную величину в дискретную релейную выходную величину, принимающую только два фиксированных положения: минимально и максимально возможное.

Релейные звенья позволяют создавать системы с очень большими коэффициентами усиления. Однако в замкнутом контуре регулирования наличие релейных звеньев приводит к автоколебаниям регулируемого параметра с определенными периодом и амплитудой.

Импульсные САР имеют в своем составе импульсное звено, которое преобразует непрерывную входную величину в выходную дискретную импульсную, т.е. в последовательность импуль-

сов с определенным периодом их чередования. Период появления импульсов задается принудительно. Входной величине пропорциональна амплитуда или длительность импульсов на выходе.

Введение импульсного звена освобождает измерительное устройство системы от нагрузки и позволяет применять на выходе маломощное, но более чувствительное измерительное устройство, реагирующее на малые отклонения регулируемого параметра, что приводит к повышению качества работы системы.

9.2. СТРУКТУРНАЯ СХЕМА САР

Задачей локальной системы является поддержание регулируемого параметра на заданном уровне.

Технологическими параметрами процессов в нефтяной и газовой промышленности являются: температура T , давление p , расход F , уровень L , показатель качества Q (плотность, вязкость и т.п.). Заданные значения параметров имеют индекс «0».

Таким образом, задача стабилизации технологических параметров в локальной системе может быть представлена как: $T = T_0$; $p = p_0$; $F = F_0$; $L = L_0$; $Q = Q_0$.

Задачу стабилизации технологического параметра решает система автоматического регулирования (САР).

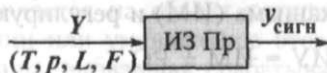
Основными элементами САР являются: измерительный преобразователь, нормирующий преобразователь, датчик, контроллер или автоматический регулятор, исполнительное устройство.

Измерительный преобразователь (рис. 9.6) предназначен для измерения параметра и преобразования его в сигнал измерительной информации в форме, удобной для передачи, дальнейшего преобразования, обработки и хранения, но не позволяющей наблюдателю осуществить непосредственное восприятие. Измерительная информация представляется преобразователями обычно в виде сигналов постоянного или переменного тока или напряжения, давления сжатого воздуха.

На вход измерительного преобразователя поступает регулируемый параметр ($T, p, F...$), на выходе получаем сигнал, пропорциональный данному параметру.

Примером измерительного преобразователя может служить термопара. Входным параметром термопары является температура в градусах Цельсия ($^{\circ}\text{C}$), а на выходе мы имеем термоэлектродвижущую силу – ТЭДС в милливольтках (мВ).

Рис. 9.6. Структурная схема измерительного преобразователя



Нормирующий преобразователь (рис. 9.7) предназначен для получения стандартного (унифицированного) сигнала. посредством нормирования характеристик измерительных устройств обеспечивается взаимозаменяемость средств измерений и единство измерений в государственном масштабе.

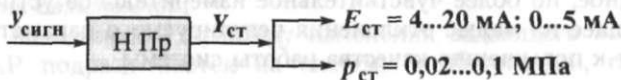


Рис. 9.7. Структурная схема нормирующего преобразователя

В нормирующих преобразователях для преобразования используются дополнительные источники энергии: электричество – получаем стандартный электрический сигнал $E_{ст}$, давление сжатого воздуха – получаем стандартный пневматический сигнал – $p_{ст}$.

Датчик (рис. 9.8) преобразует регулируемый параметр в стандартный сигнал. Датчик включает в себя измерительный преобразователь и нормирующий преобразователь.

Автоматический регулятор (рис. 9.9) предназначен для выработки регулирующего воздействия x_p .

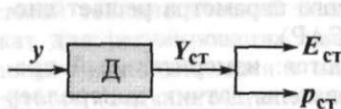


Рис. 9.8. Структурная схема датчика

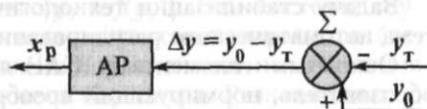


Рис. 9.9. Структурная схема автоматического регулятора

На автоматический регулятор поступают два сигнала – текущее значение регулируемого параметра y_t и заданное значение регулируемого параметра y_0 , установленное оператором. Автоматический регулятор сравнивает эти два значения, определяет отклонение текущего значения y_t от заданного y_0 и, в случае наличия рассогласования $\Delta y = y_0 - y_t$, вырабатывает регулирующее воздействие x_p , направленное на устранение данного рассогласования.

Исполнительное устройство (рис. 9.10) преобразует регулирующее воздействие x_p в расход x материальных или тепловых потоков, изменение которых в результате возникновения регулирующего воздействия x_p направлено на стабилизацию регулируемого параметра.

Исполнительное устройство состоит из исполнительного механизма (ИМ) и регулирующего органа (РО)

$$\text{ИУ} = \text{ИМ} + \text{РО}.$$

Рис. 9.10. Структурная схема исполнительного устройства



Рис. 9.11. Структурная схема САР

Рассмотрим САР, предназначенную для поддержания технологического параметра на заданном значении, реагирующую на его отклонение от заданного значения и имеющую один замкнутый контур.

Структурная схема САР приведена на рис. 9.11.

При составлении структурных схем элементы САР изображают прямоугольниками, а связи между ними — линиями со стрелками, указывающими направление передачи сигналов. Составление структурных схем облегчает синтез и анализ реальных систем.

Структурная схема САР, приведенная на рис. 9.11 представляет собой замкнутую цепь, состоящую из объекта регулирования (ОР), измерительного преобразователя (Из Пр), нормирующего преобразователя (Н Пр), автоматического регулятора (АР) и исполнительного устройства (ИУ). Возмущающее воздействие z приводит к отклонению регулируемого параметра y от заданного значения y_0 . Информация об изменении регулируемого параметра воспринимается измерительным преобразователем (Из Пр) и передается на нормирующий преобразователь (Н Пр), откуда после преобразования в стандартный сигнал поступает на АР. Последний сравнивает текущее значение регулируемого параметра y_T с заданным y_0 и, в зависимости от знака и величины рассогласования, по заранее заложенному в регулятор закону вырабатывает регулирующее воздействие x_p , которое через исполнительное устройство (ИУ) направляется на объект регулирования (ОР) и приводит к ликвидации или уменьшению этого рассогласования. Таким образом, причина, вызвавшая срабаты-

ние регулятора, в свою очередь находится под его обратным воздействием.

В структурной схеме САР имеется отрицательная обратная связь (ООС), которая является необходимым условием любого управления.

Система управления с обратной связью гарантирует компенсацию возмущений не только определенного вида, но и любых возмущений вообще.

9.3. СТАТИЧЕСКИЕ И ДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕМЕНТОВ САР

Свойства систем автоматического регулирования определяются статическими и динамическими характеристиками элементов, входящих в систему, а также связями между элементами.

Статической характеристикой элемента называется зависимость его выходной величины y от входной x в равновесных состояниях, т.е.

$$y = f(x).$$

Статическая характеристика может быть представлена уравнением, графиком или таблицей. Обычно уравнения статики являются алгебраическими.

Статическая характеристика может быть линейной (рис. 9.12, а) или нелинейной (рис. 9.12, б).

Уравнение линейной статической характеристики имеет вид

$$y = k \cdot x, \quad (9.1)$$

где $k = \operatorname{tg} \alpha$ – коэффициент усиления.

Коэффициент усиления имеет размерность.

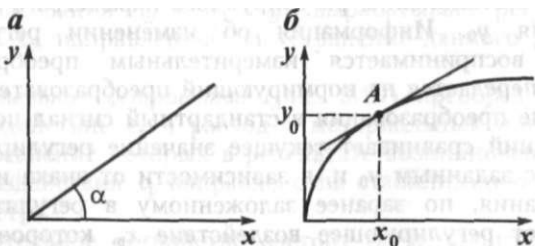


Рис. 9.12. Статические характеристики:
а – линейная; б – нелинейная

Большинство реальных объектов, входящих в САР, в большей или меньшей степени нелинейны. Расчет же САР, содержащих нелинейные элементы, сложен. Поэтому при инженерных методах анализа и расчета применяют линеаризацию уравнений: нелинейные уравнения заменяют приближенными линейными, решать которые значительно проще. При этом, однако, следует иметь в виду, что линеаризацию статической характеристики можно производить не на всем диапазоне значений входных и выходных величин, а на небольшом участке в окрестности точки, соответствующей равновесному состоянию. Под равновесным состоянием понимается состояние системы, при котором значения всех входных и выходных величин неизменны, а регулируемый параметр в объекте равен заданному значению.

Нелинейную статическую характеристику можно линеаризовать, например, по методу малых отклонений. Для этого функцию разлагают в ряд Тейлора в окрестности точки, соответствующий нормальному (заданному) режиму работы системы, в данном случае это точка A с координатами x_0, y_0 (рис. 9.12, б).

Так как САР являются динамическими системами, знания одних только статических свойств элементов САР (оцениваемых статическими характеристиками) недостаточно. Необходимо знать динамические свойства элементов САР, оцениваемые динамическими характеристиками.

Динамической характеристикой элемента называют функцию $y(t)$ – изменение во времени выходной величины y при скачкообразном изменении входа x (так называемый переходный режим).

Динамические свойства элементов могут быть представлены дифференциальными уравнениями, с помощью которых описываются переходные процессы в элементах. Поэтому задача определения динамической характеристики того или иного технического устройства сводится к составлению его дифференциального уравнения на основании знания принципа действия и физических законов, положенных в основу работы элемента.

Динамическую характеристику элемента можно представить графически в виде кривой, построенной в результате решения дифференциального уравнения, при скачкообразном изменении входной величины.

При сравнении динамических свойств различных элементов целесообразно рассматривать их реакции на определенное типовое входное воздействие. В качестве такого типового воздействия берут скачкообразное изменение входной величины (рис. 9.13).

На рис. 9.13 до момента времени t_0 входная величина равна x_0 . В момент t_0 она скачкообразно изменяется на величину Δx , т.е.

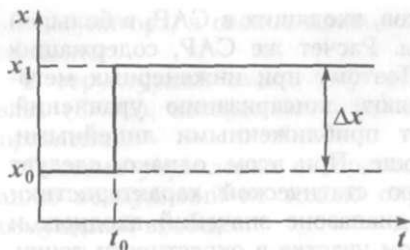


Рис. 9.13. График скачкообразного изменения входной величины

$$\begin{cases} x = x_0 & \text{при } t < t_0; \\ x = x_1 & \text{при } t > t_0. \end{cases}$$

Реакцию элемента на скачкообразное изменение входной величины называют *временной характеристикой*. Уравнение временной характеристики может быть получено в результате решения дифференциального уравнения при входном скачкообразном воздействии. По найденному выражению может быть построен график временной характеристики.

Глава 10

УСТОЙЧИВОСТЬ И КАЧЕСТВО САР

10.1. ТИПОВЫЕ ДИНАМИЧЕСКИЕ ЗВЕНЬЯ

Для исследования различных по природе и конструкции систем регулирования с помощью единого математического аппарата их представляют в виде структурных схем. Такие схемы содержат динамические звенья и различные способы их соединения.

В основу классификации звеньев положены соответствующие уравнения динамики.

Под динамическим звеном понимают уравнение динамики, которым можно представить различные по физической природе и конструкции элементы САР.

Динамические звенья называют элементарными, так как они не могут быть разложены на более простые. А так как каждое из них (в зависимости от его динамических свойств) может быть отнесено к тому или иному типу, их называют также типовыми.

Динамические звенья называют типовыми, если изменение проходящего через них сигнала описывается алгебраическим или

дифференциальным уравнением не выше второго порядка. Они имеют одну входную и одну выходную величину. Типовыми звеньями являются: усилительное, аperiodическое, колебательное, интегрирующее, дифференцирующее, запаздывающее.

УСИЛИТЕЛЬНОЕ ЗВЕНО

Усилительное звено является наиболее простым с точки зрения динамических свойств. Усилительными называются такие звенья, у которых выходная величина y изменяется во времени по тому же закону, что и входная величина x . Это значит, что в любой момент времени между входом и выходом сохраняется пропорциональная зависимость, определяемая коэффициентом усиления k , т.е.

$$\Delta y = k \cdot \Delta x. \quad (10.1)$$

Графическое представление усилительного звена дано на рис. 10.1.

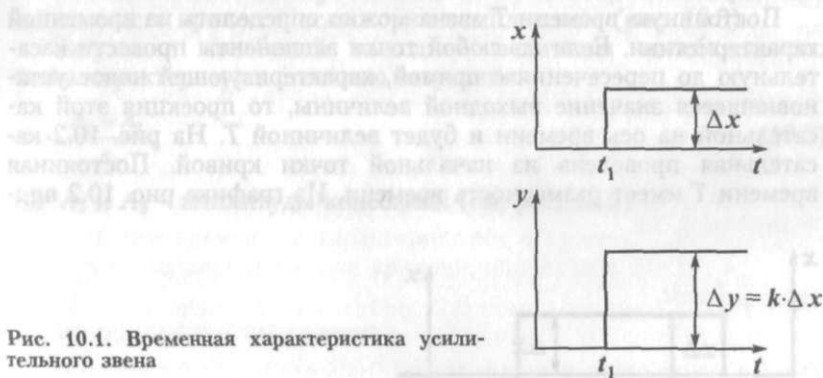


Рис. 10.1. Временная характеристика усилительного звена

Если входная величина изменяется скачкообразно на величину Δx , то и выходная также изменяется скачкообразно на пропорциональную ей величину Δy .

АПЕРИОДИЧЕСКОЕ ЗВЕНО

Аperiodическим называют звено, которое описывается дифференциальным уравнением первого порядка вида

$$T \frac{d\Delta y}{dt} + \Delta y = k \cdot \Delta x, \quad (10.2)$$

где T – постоянная времени звена, k – коэффициент усиления.

Решение уравнения (10.2) при скачкообразном изменении входной величины имеет вид:

$$\Delta y = k \cdot \Delta x \left(1 - e^{-\frac{t}{T}} \right). \quad (10.3)$$

Временная характеристика аperiodического звена, построенная по выражению (10.3), представлена на рис. 10.2 и является экспонентой. Из графика видно, что выходная величина со временем стремится к новому равновесному значению. Теоретически время переходного процесса равно бесконечности. Практически же можно считать, что переходный процесс заканчивается за время, в течение которого отклонение Δy достигает 95 % от максимального отклонения, соответствующего новому состоянию равновесия звена. Это время, равное обычно $3T$, называют временем разгона.

Постоянную времени T звена можно определить из временной характеристики. Если из любой точки экспоненты провести касательную до пересечения с прямой, характеризующей новое установившееся значение выходной величины, то проекция этой касательной на ось времени и будет величиной T . На рис. 10.2 касательная проведена из начальной точки кривой. Постоянная времени T имеет размерность времени. Из графика рис. 10.2 вид-

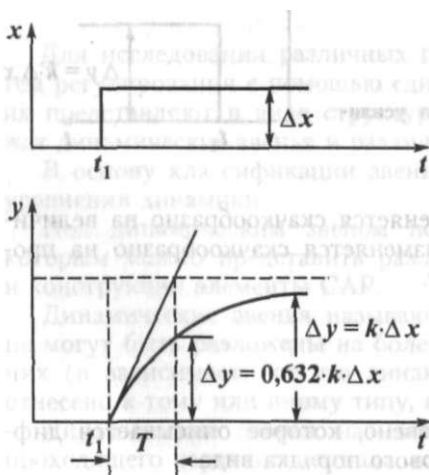


Рис. 10.2. Временная характеристика аperiodического звена

но, что за время T отклонение выходной величины под действием скачкообразного изменения входной величины достигает 63,2 % от максимального отклонения.

КОЛЕБАТЕЛЬНОЕ ЗВЕНО

Колебательным называют звено, если после скачкообразного изменения его входной величины x изменение выходной y имеет форму затухающих колебаний.

Динамические свойства такого звена выражаются дифференциальным уравнением вида:

$$T_2^2 \frac{d^2(\Delta y)}{dt^2} + T_1 \frac{d\Delta y}{dt} + \Delta y = k \cdot \Delta x. \quad (10.4)$$

Чтобы определить временную характеристику колебательного звена, надо решить уравнение (10.4).

При решении уравнения (10.4) корни характеристического уравнения получаются в виде комплексных или действительных чисел.

Выходная величина y изменяется по закону колебательного затухающего процесса, если корни комплексные (рис. 10.3).

Затухание колебаний выходной величины колебательного звена характеризуют степень затухания

$$\psi = \frac{A_1 - A_3}{A_1}, \quad (10.5)$$

где A_1 и A_3 – амплитуды колебаний (см. рис. 10.3).

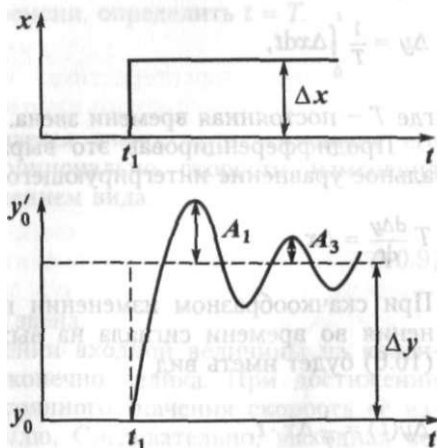


Рис. 10.3. Временная характеристика колебательного звена

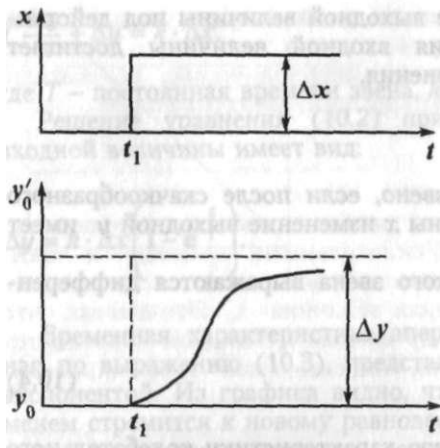


Рис. 10.4. Временная характеристика аperiodического звена второго порядка

В случае действительных корней колебания на выходе звена отсутствуют (рис. 10.4).

Такая временная характеристика носит аperiodический характер, что соответствует эквивалентной замене звена двумя последовательно соединенными аperiodическими звеньями. Поэтому такое звено называют аperiodическим звеном второго порядка.

ИНТЕГРИРУЮЩЕЕ ЗВЕНО

Интегрирующим называют такое звено, у которого выходная величина y пропорциональна интегралу по времени от входной величины x , т.е.

$$\Delta y = \frac{1}{T} \int_0^t \Delta x dt, \quad (10.6)$$

где T – постоянная времени звена.

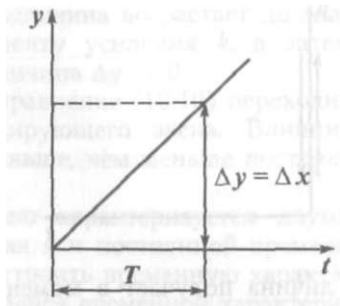
Продифференцировав это выражение, получим дифференциальное уравнение интегрирующего звена

$$T \frac{d\Delta y}{dt} = \Delta x. \quad (10.7)$$

При скачкообразном изменении входной величины закон изменения во времени сигнала на выходе звена согласно уравнения (10.6) будет иметь вид

$$\Delta y(t) = \frac{1}{T} \Delta x \cdot t. \quad (10.8)$$

Рис. 10.5. Временная характеристика интегрирующего звена



Это выражение является уравнением прямой линии.

Временная характеристика интегрирующего звена, построенная по уравнению (10.8), приведена на рис. 10.5.

Из уравнения (10.8) видно, что при $t = T$ относительное изменение выходной величины интегрирующего звена достигает значения, равного относительному скачкообразному изменению входной величины Δx .

Из уравнения (10.8) следует, что изменение выходной величины тем больше, чем больше изменение входной величины и чем меньше постоянная времени T .

Особенностью интегрирующего звена является то, что достаточно самого незначительного отклонения входной величины, чтобы выходная величина непрерывно изменялась с большей или меньшей скоростью.

Постоянную времени можно определить и из временной характеристики звена. Для этого достаточно по оси ординат (см. рис. 10.5) отложить значение Δy , численно равное Δx , и по точке пересечения временной характеристики с прямой, соответствующей Δx и параллельной оси времени, определить $t = T$.

ДИФФЕРЕНЦИРУЮЩЕЕ ЗВЕНО

Дифференцирующим называется звено, если изменение его выходной величины y пропорционально скорости изменения входной x и описывается уравнением вида:

$$\Delta y = k \frac{d(\Delta x)}{dt}, \quad (10.9)$$

где k — коэффициент усиления звена.

При скачкообразном изменении входной величины на конечное значение её скорость бесконечно велика. При достижении входной величины нового постоянного значения скорость её изменения становится равной нулю. Следовательно, выходная ве-

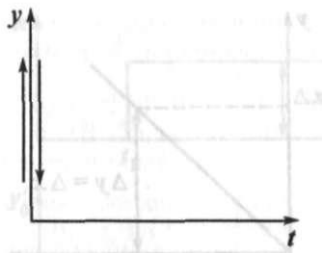


Рис. 10.6. Временная характеристика идеального дифференцирующего звена

личина получает в момент изменения мгновенный импульс, величина которого изменяется от нуля до бесконечности и снова возвращается к нулю. Изменение выходной величины при скачкообразном изменении входной показано на рис. 10.6.

Из анализа уравнения (10.9) видно, что ни одно реальное звено не может в точности удовлетворить ему, так как в реальных элементах систем автоматического регулирования невозможны мгновенные процессы. Звенья, описываемые уравнением (10.9), называют идеальными.

Реальным дифференцирующим звеном называют такое звено, для которого зависимость между изменениями входной и выходной величин определяется уравнением

$$T \frac{d(\Delta y)}{dt} + \Delta y = kT \frac{d(\Delta x)}{dt}, \quad (10.10)$$

где T — постоянная времени звена.

Такое звено представляет собой сочетание (последовательное соединение) апериодического и идеального дифференцирующего звеньев.

Решение дифференциального уравнения (10.10) имеет вид

$$\Delta y = k \cdot \Delta x e^{-\frac{t}{T}}. \quad (10.11)$$

Временная характеристика, построенная по выражению (10.11) для скачкообразного изменения x , показана на рис. 10.7.

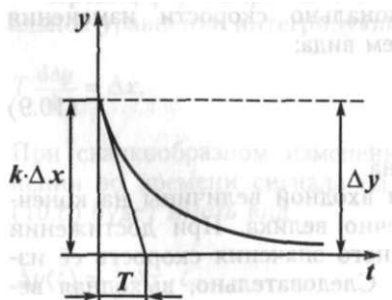


Рис. 10.7. Временная характеристика реального дифференцирующего звена

В момент изменения x выходная величина возрастает до значения, пропорционального коэффициенту усиления k , а затем убывает по экспоненте. При $t \rightarrow \infty$ величина $\Delta y \rightarrow 0$.

При $T \rightarrow \infty$, но при конечном kT , уравнение (10.10) переходит в уравнение идеального дифференцирующего звена. Влияние аperiodической составляющей тем меньше, чем меньше постоянная времени T .

Реальное дифференцирующее звено характеризуется двумя параметрами: коэффициентом усиления k и постоянной времени T . Зная значения k , T и Δx , можно построить временную характеристику. С другой стороны, по имеющейся временной характеристике можно определить k и T , как показано на рис. 10.7.

ЗВЕНО ЗАПАЗДЫВАНИЯ

В системах автоматического регулирования некоторые элементы (например, объекты регулирования) передают воздействие с входа на выход не одновременно с изменением входной величины, а с некоторым запаздыванием, т.е. с задержкой во времени. Сигнал при этом не искажается. Интервал времени между моментом изменения входного сигнала и началом изменения выходной величины называется временем запаздывания и обозначается τ .

Для характеристики таких объектов введено понятие звена запаздывания.

Уравнение звена запаздывания записывается в виде

$$y(t) = x(t - \tau), \quad (10.12)$$

где τ – время чистого запаздывания.

10.2. СТАТИКА И ДИНАМИКА САР

Синтез систем автоматизации технологических процессов нефтяной и газовой промышленности невозможен без понимания теоретических аспектов САР. К ним относятся статика и динамика систем, переходные процессы, понятие устойчивости САР, показатели качества регулирования.

Линейные системы в статике и динамике описываются линейными уравнениями. Такие системы подчиняются принципу суперпозиции, или независимости возмущений. Он заключается в том, что реакция системы на сумму входных воздействий равна сумме реакций на каждое из воздействий в отдельности, т.е. каждая входная величина системы создает свою составляющую выходной величины независимо от изменения других входных ве-

личин. Это позволяет рассматривать поведение системы отдельно по каждому каналу.

Уравнение статики линейной системы имеет вид

$$x_{\text{ВМХ}} = kx_{\text{ВХ}}, \quad (10.13)$$

где $k = \text{const}$ – коэффициент усиления или коэффициент передачи системы.

Расчет линейных систем в статике состоит в определении общего коэффициента усиления по значениям k отдельных её элементов.

Уравнение динамики линейной системы n -го порядка с одной входной и одной выходной величинами – это неоднородное линейное дифференциальное уравнение с постоянными коэффициентами:

$$\begin{aligned} a_0 \frac{d^n x_{\text{ВМХ}}}{dt^n} + a_1 \frac{d^{n-1} x_{\text{ВМХ}}}{dt^{n-1}} + \dots + a_{n-1} \frac{dx_{\text{ВМХ}}}{dt} + a_n x_{\text{ВМХ}} = \\ = b_0 \frac{d^m x_{\text{ВХ}}}{dt^m} + b_1 \frac{d^{m-1} x_{\text{ВХ}}}{dt^{m-1}} + \dots + b_{m-1} \frac{dx_{\text{ВХ}}}{dt} + b_m x_{\text{ВХ}}, \end{aligned} \quad (10.14)$$

где $a_0, a_1, \dots, a_n; b_0, b_1, \dots, b_m$ – постоянные коэффициенты, зависящие от параметров входящих в систему элементов; t – время.

В левой части уравнения группируют слагаемые, содержащие выходную величину и её производные, а в правой – слагаемые с входной величиной и её производными. В физически реализуемых системах порядок левой части этого уравнения выше или равен порядку правой части уравнения, т.е. $n \geq m$.

Решение уравнения динамики (10.14) представляет собой зависимость изменения выходной величины системы во времени при известном входном воздействии. По полученному решению определяют качество переходного процесса.

Уравнение динамики (10.14) при $x_{\text{ВХ}} = 0$ имеет вид

$$a_0 \frac{d^n x_{\text{ВМХ}}}{dt^n} + a_1 \frac{d^{n-1} x_{\text{ВМХ}}}{dt^{n-1}} + \dots + a_{n-1} \frac{dx_{\text{ВМХ}}}{dt} + a_n x_{\text{ВМХ}} = 0. \quad (10.15)$$

Это однородное уравнение. Оно характеризует поведение системы, предоставленной самой себе, после снятия внешних возмущений. Его называют уравнением свободного движения системы.

Из уравнения динамики (10.14) можно получить уравнение статики системы, приравняв в нём все производные к нулю. Оно имеет вид уравнения (10.15), если $k = b_m/a_n$.

Для упрощения записи уравнения динамики операцию дифференцирования обозначают символом p (здесь p – алгебраическая величина):

$$\frac{d}{dt} \equiv p; \quad \frac{d^2}{dt^2} \equiv p^2; \quad \dots \quad \frac{d^n}{dt^n} \equiv p^n.$$

Аналогично операцию интегрирования обозначают $\frac{1}{p}$:

$$\int \dots dt \equiv \frac{1}{p}; \quad \iint \dots dt^2 \equiv \frac{1}{p^2}; \quad \dots \quad \iiint \dots \int \dots dt^n \equiv \frac{1}{p^n}.$$

Таким образом

$$\frac{dx}{dt} \equiv px; \quad \frac{d^n x}{dt^n} \equiv p^n x; \quad \int x dt \equiv \frac{x}{p}; \quad \iint \dots \int x dt^n \equiv \frac{x}{p^n}.$$

Используя эти соотношения, получим следующую запись уравнения динамики системы (10.14):

$$\begin{aligned} (a_0 p^n + a_1 p^{n-1} + \dots + a_{n-1} p + a_n) x_{\text{вых}} &= \\ = (b_0 p^m + b_1 p^{m-1} + \dots + b_{m-1} p + b_m) x_{\text{вх}}. \end{aligned} \quad (10.16)$$

Заменяя полином левой части уравнения (10.16) через $D(p)$, а в правой части через $K(p)$, окончательно получим

$$D(p)x_{\text{вых}} = K(p)x_{\text{вх}}, \quad (10.17)$$

где $D(p)$ – полином, характеризующий свободные колебания системы; $K(p)$ – полином, характеризующий внешнее возмущение.

Рассмотрим структурную схему САР (рис. 10.8).

В данной схеме выходной величиной является регулируемый параметр y_T ; входными величинами – задающее воздействие y_0 и возмущающее воздействие z .

Переходный процесс – это изменение во времени регулируемого параметра y_T системы от момента нанесения задающего y_0

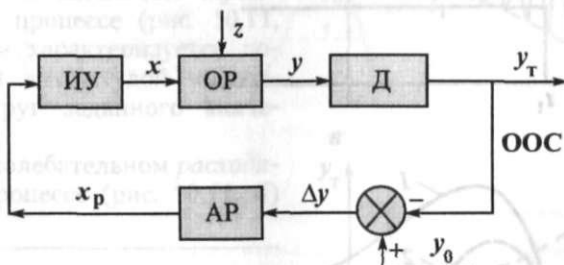


Рис. 10.8. Структурная схема САР

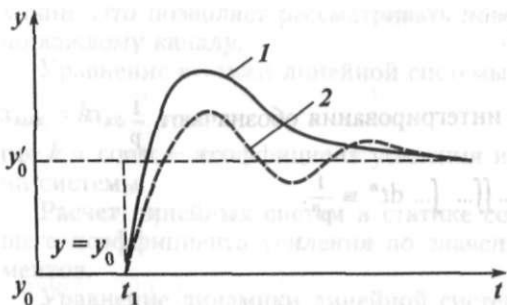


Рис. 10.9. Переходный процесс по заданию

или возмущающего z воздействий до прихода её в равновесное состояние.

Переходный процесс зависит от динамических свойств системы, определяемых уравнением динамики, от входных воздействий и начальных условий.

Переходный процесс $y(t)$ имеет составляющую свободного движения $y_c(t)$, определяемую свойствами системы и начальными условиями, и составляющую вынужденные движения $y_n(t)$, определяемую свойствами системы и видом входного воздействия. Таким образом

$$y(t) = y_c(t) + y_n(t), \quad (10.18)$$

где $y(t)$ – общее решение дифференциального уравнения линейной системы.

В разных системах при одних и тех же возмущениях переходные процессы протекают различно.

Рассмотрим переходные процессы, возникающие в САР при изменении задающего воздействия y_0 и возмущающего воздействия z , т.е. представим графически $y_\tau = f(t, y_0)$ (рис. 10.9) и $y_\tau = f(t, z)$ (рис. 10.10).

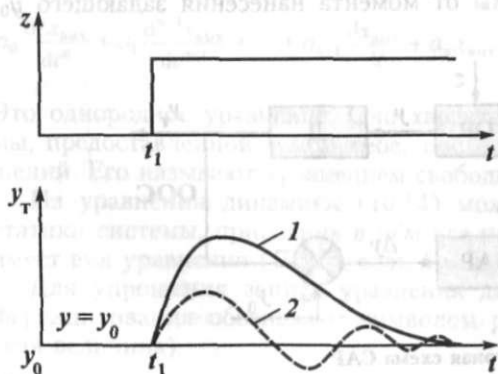


Рис. 10.10. Переходный процесс по возмущению

На рис. 10.9 представлен переходный процесс, который возник в момент времени t_1 после изменения задания с y_0 на y'_0 ; под действием регулятора 1 – аperiodический переходный процесс, при котором регулируемый параметр y_T плавно без колебания приходит к новому заданному значению y'_0 ; при колебательном сходящемся процессе 2 регулируемый параметр приходит к новому заданному значению y'_0 , совершая колебания с постепенно уменьшающейся амплитудой.

На рис. 10.10 представлен переходный процесс по возмущению. В момент времени t_1 на объект регулирования нанесено возмущающее воздействие z . При этом регулируемый параметр y_T начинает отклоняться от заданного значения y_0 , но начинает действовать автоматический регулятор АР, вырабатывая регулирующее воздействие x_p , которое возвращает параметр к заданному значению y_0 . В результате можно получить либо аperiodический переходный процесс – 1, либо колебательный сходящийся переходный процесс – 2.

Помимо рассмотренных переходных процессов можно получить переходные процессы, представленные на рис. 10.11, которые получены в результате нанесения на систему возмущающего воздействия z .

При колебательном гармоническом процессе (рис. 10.11, а) режим характеризуется постоянной амплитудой колебаний вокруг заданного значения y_0 .

При колебательном расходящемся процессе (рис. 10.11, б)

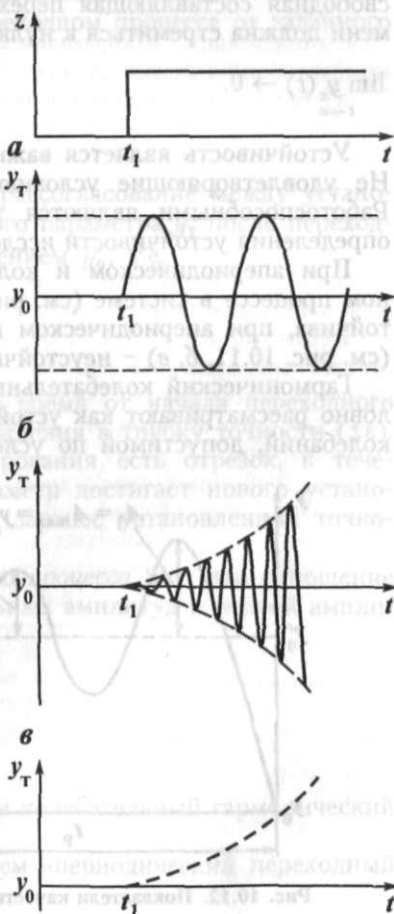


Рис. 10.11. Виды переходных процессов

амплитуда колебаний регулируемого параметра y_T постоянно возрастает со временем.

Апериодический расходящийся процесс (рис. 10.11, *в*) характеризуется непрерывно возрастающим отклонением регулируемого параметра y_T от заданного значения y_0 .

10.3. ПОНЯТИЕ УСТОЙЧИВОСТИ И ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА САР

Под устойчивостью понимают свойство системы самостоятельно возвращаться к равновесному состоянию после устранения возмущения, нарушившего её равновесие. Это означает, что свободная составляющая переходного процесса с течением времени должна стремиться к нулю, т.е.

$$\lim_{t \rightarrow \infty} y_c(t) \rightarrow 0. \quad (10.19)$$

Устойчивость является важным показателем работы системы. Не удовлетворяющие условию (10.19) системы не устойчивы. Работоспособными являются только устойчивые системы; для определения устойчивости исследуется выражение (10.15).

При апериодическом и колебательном сходящемся переходном процессе в системе (см. рис. 10.9) и (см. рис. 10.10) она устойчива, при апериодическом или колебательном расходящихся (см. рис. 10.11, *б, в*) – неустойчива.

Гармонический колебательный процесс (см. рис. 10.11, *а*) условно рассматривают как устойчивый при небольшой амплитуде колебаний, допустимой по условиям технологического процесса.

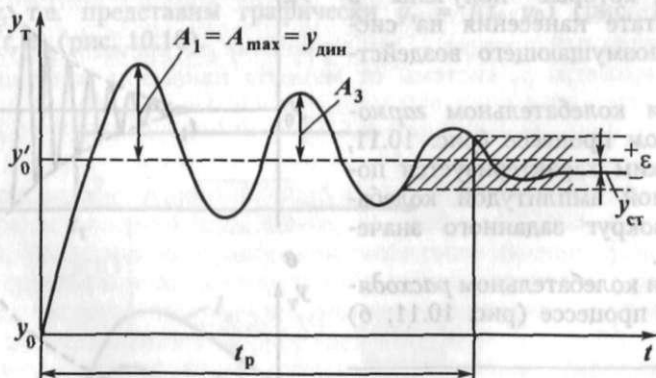


Рис. 10.12. Показатели качества регулирования

При амплитуде же колебаний, превышающей допустимые отклонения, систему считают неустойчивой.

Устойчивость систем регулирования является необходимым условием работы системы регулирования, но недостаточным. Необходимо выполнение и показателей качества переходного процесса, которые характеризуют отклонение реального процесса от желаемого; они показывают насколько точно и как быстро после нанесения воздействия в системе устанавливается равновесное состояние. На рис. 10.12 представлен переходный процесс, возникший в результате изменения задания в момент времени $t = 0$ от значения y_0 до значения y'_0 . Качество переходного процесса количественно оценивается следующими показателями:

Динамическая ошибка $u_{дин}$ — есть максимальное отклонение регулируемого параметра y_t в переходном процессе от заданного значения y'_0 , т.е.

$$u_{дин} = y_t - y'_0.$$

Статическая ошибка $u_{ст}$ есть рассогласование между установившимся значением регулируемого параметра y_t после переходного процесса и её заданным значением y'_0 , т.е.

$$u_{ст} = y_{т\infty} - y'_0.$$

Время регулирования t_p — это время от начала переходного процесса до первого момента вхождения в трубку точности ($\pm \epsilon$). Другими словами, время регулирования есть отрезок, в течение которого регулируемый параметр достигает нового установившегося значения с некоторой заранее установленной точностью $\pm \epsilon$.

Степень затухания переходного процесса Ψ — это отношение разности двух первых положительных амплитуд к первой амплитуде:

$$\Psi = \frac{A_1 - A_3}{A_1}.$$

Если $A_1 = A_3$, $\Psi = 0$ — получаем колебательный гармонический процесс.

Если $A_3 = 0$, $\Psi = 1$ — получаем аperiodический переходный процесс.

Следовательно $0 \leq \Psi \leq 1$. В промышленных системах качество считается достаточным при $\Psi = 0,75 \dots 0,9$.

Перерегулирование – представляет собой максимальное отклонение регулируемого параметра от установившегося значения, выраженное в процентах от $y_{ст}$:

$$\varphi = \frac{y_{\text{дин}} - y_{\text{уст}}}{y_{\text{уст}}} 100 \% \quad (10.20)$$

При расчетах автоматических систем регулирования технологических процессов перерегулирование переходного процесса оценивают также выраженным в процентах отношением второй и первой амплитуд колебаний, направленных в противоположные стороны.

Интегральная квадратическая ошибка представляет собой квадрат площади между кривой переходного процесса и новым установившимся состоянием системы:

$$I = \int_0^{\infty} (y - y_{\infty})^2 dt. \quad (10.21)$$

Чем меньше динамическая и статическая ошибки, время регулирования, тем выше качество переходного процесса.

Таким образом, для оценки систем регулирования с точки зрения их практической пригодности необходимо соблюдение условия устойчивости системы, а также выполнение показателей качества регулирования, диктуемых требованиями технологии производства.

Из устойчивых переходных процессов в качестве оптимального с точки зрения требований технологии наиболее часто выбирают один из трех типовых процессов:

- Граничный аperiodический процесс с минимальным временем регулирования $t_{p \min}$ (рис. 10.13, а).
- Процесс с 20%-ным перерегулированием (рис. 10.13, б).
- Процесс с минимальной квадратичной площадью отклонения (рис. 10.13, в):

$$\min \int_0^{\infty} y^2 dt.$$

Граничный аperiodический процесс характеризуется отсутствием перерегулирования, минимальным общим временем регули-

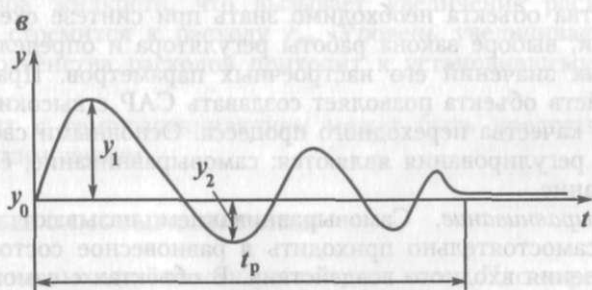
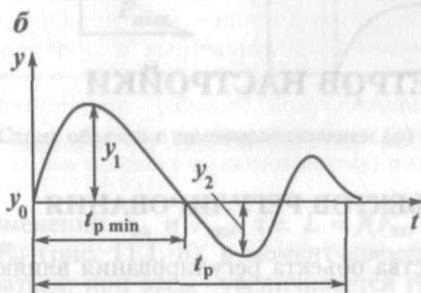
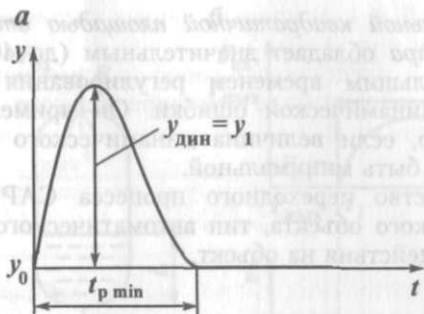


Рис. 10.13. Типовые переходные процессы

рования. Такой переходный процесс используется в качестве оптимального при значительном влиянии регулирующего воздействия на другие технологические параметры объекта при отклонении основного регулируемого параметра для того, чтобы свести их отклонение к минимуму.

Процесс с 20%-ным перерегулированием характеризуется меньшим отклонением регулируемого параметра; при этом время регулирования несколько возрастает. Этот процесс выбирается в качестве оптимального в случаях, когда допустимо некоторое перерегулирование.

Процесс с минимальной квадратичной площадью отклонения регулируемого параметра обладает значительным (до 40 %) перерегулированием, большим временем регулирования и наименьшей величиной динамической ошибки. Он применяется в качестве оптимального, если величина динамического отклонения параметра должна быть минимальной.

На форму и качество переходного процесса САР влияют свойства технологического объекта, тип автоматического регулятора и степень его воздействия на объект.

Глава 11

РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ РЕГУЛЯТОРОВ

11.1. СВОЙСТВА ОБЪЕКТОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Динамические свойства объекта регулирования влияют на вид переходного процесса.

Свойства объекта необходимо знать при синтезе схемы автоматизации, выборе закона работы регулятора и определении оптимальных значений его настроечных параметров. Правильный учёт свойств объекта позволяет создавать САР с высокими показателями качества переходного процесса. Основными свойствами объектов регулирования являются: самовыравнивание, ёмкость и запаздывание.

Самовыравнивание. Самовыравниванием называют свойство объекта самостоятельно приходить в равновесное состояние после изменения входного воздействия. В объектах с самовыравниванием ступенчатое изменение входной величины приводит к изменению выходной величины со скоростью, постепенно уменьшающейся до нуля, что связано с наличием внутренней отрицательной обратной связи.

Чем больше степень самовыравнивания, тем меньше отклонение выходной величины от первоначального значения.

Самовыравнивание объекта таким образом характеризует его устойчивость.

ОБЪЕКТ С САМОВЫРАВНИВАНИЕМ

Объект – ёмкость E (рис. 11.1, а); расход по входу – $F_{вх}$; расход на выходе – $F_{вых}$. Рассмотрим зависимость изменения уровня

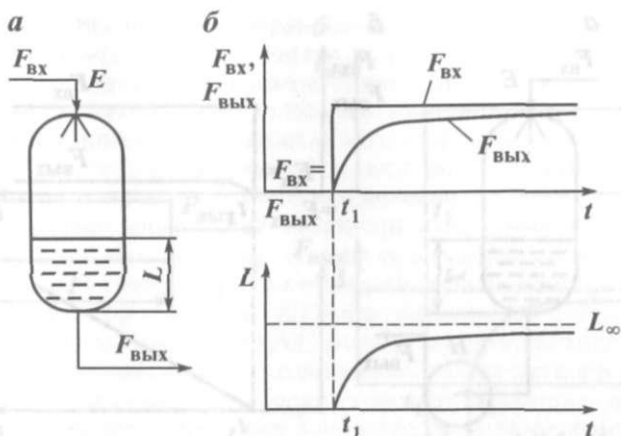


Рис. 11.1. Схема объекта с самовыравниванием (а) и график $L = f(F_{вх}, F_{вых})$ (б)

L при изменении $F_{вх}$ и $F_{вых}$, т.е. $L = f(F_{вх}, F_{вых})$. При увеличении расхода $F_{вх}$ (рис. 11.1, б), в момент времени t_1 уровень начинает увеличиваться; при этом увеличивается гидростатическое давление столба жидкости, что вызывает увеличение расхода $F_{вых}$, который стремится к расходу $F_{вх}$. Уровень увеличивается, но в момент равенства расходов приходит к установившемуся значению L_{∞} .

Объект с самовыравниванием может быть представлен аperiodическим звеном.

ОБЪЕКТ БЕЗ САМОВЫРАВНИВАНИЯ

Здесь на выходе ёмкости установлен насос H , с определенной производительностью – $F_{вых}$ (рис. 11.2, а). При увеличении расхода $F_{вх}$ в момент времени t_1 расход $F_{вых}$ не изменяется, что вызывает увеличение уровня (рис. 11.2, б). Данный объект может быть представлен интегрирующим звеном.

Ёмкость характеризует инерционность объекта, т.е. степень влияния входной величины X на скорость изменения выходной dy/dt :

$$C = \frac{x}{dy/dt}. \quad (11.1)$$

Чем больше ёмкость, тем меньше скорость изменения выходной величины объекта и наоборот. Ёмкость объекта является свойством, присущим всем технологическим объектам.

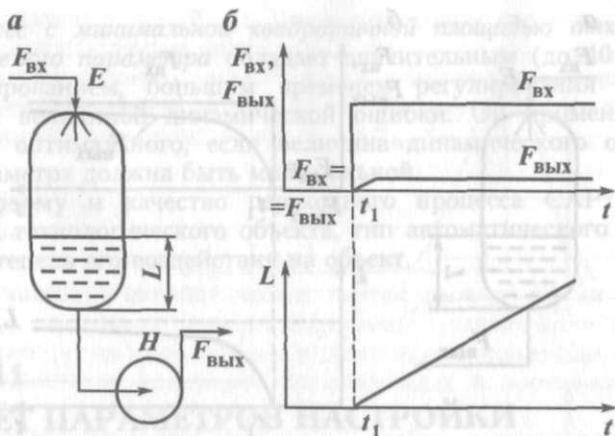


Рис. 11.2. Схема объекта без самовыравнивания (а) и график $L = f(F_{\text{вх}}, F_{\text{вых}})$ (б)

Запаздывание объекта выражается в том, что его выходная величина у начинает изменяться не сразу после нанесения возмущения, а только через некоторый промежуток времени t , называемый *временем запаздывания*. Все реальные объекты нефтяной и газовой промышленности обладают запаздыванием и требуют времени для прохождения сигнала от места нанесения возмущения до места, где фиксируется изменение выходной величины. Обозначив это расстояние через l (рис. 11.3, а), а скорость прохождения сигнала через V , выразим время запаздывания t следующим образом:

$$\tau = \frac{l}{V}. \quad (11.2)$$

В качестве примера объекта, обладающего запаздыванием, можно рассмотреть трубопровод длиной l , на вход которого поступает продукт с расходом $F_{\text{вх}}$, а на выходе трубопровода имеем $F_{\text{вых}}$ (см. рис. 11.3, а). На рис. 11.3, б представлен график изменения $F_{\text{вх}}$ в момент времени t_1 . Изменение $F_{\text{вых}}$ происходит с некоторым запаздыванием τ в момент времени t_2 . Запаздывание определяется разностью времён

$$\tau = t_2 - t_1. \quad (11.3)$$

Свойства объектов оказывают существенное влияние на каче-

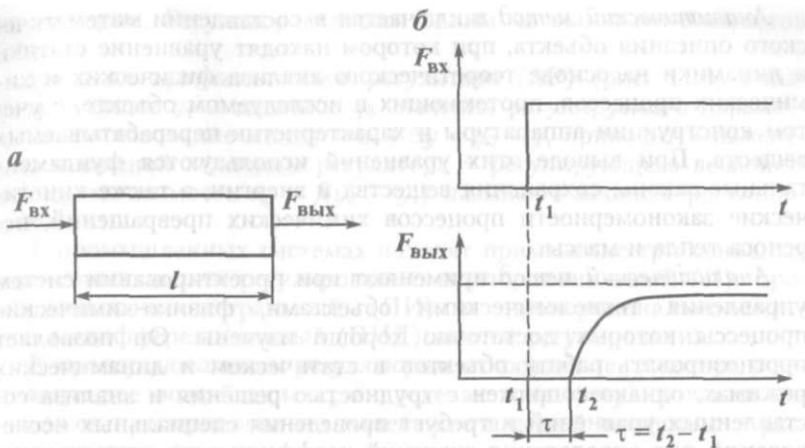


Рис. 11.3. Схема объекта с запаздыванием (а) и график $\tau = f(F_{\text{вх}})$ (б)

ство переходного процесса САР и на выбор закона регулирования.

Влияние *самовыравнивания* объекта аналогично действию автоматического регулятора.

Так, объекты, не обладающие самовыравниванием, самостоятельно не обеспечивают устойчивой работы и требуют обязательного применения автоматического регулятора. Причем, не каждый регулятор может справиться с задачей управления такими объектами. Таким образом, отсутствие самовыравнивания в объектах усложняет задачу регулирования, а его наличие облегчает задачу поддержания регулируемого параметра на заданном значении. Чем выше степень самовыравнивания, тем более простыми методами можно обеспечить требуемое качество регулирования.

Ёмкость объектов влияет на выбор типа регулятора. Чем она меньше, т.е. чем больше скорость изменения выходной величины объекта при данном изменении нагрузки, тем большую степень воздействия на объект должен иметь регулятор.

Наличие *запаздывания* в САР усложняет задачу регулирования технологического параметра в объекте. Поэтому необходимо стремиться к его уменьшению: устанавливать измерительный преобразователь и исполнительное устройство системы как можно ближе к объекту регулирования, применять малоинерционные измерительные и нормирующие преобразователи и т.д.

Свойства объектов определяют аналитическим, экспериментальным и экспериментально-аналитическим методами.

Аналитический метод заключается в составлении математического описания объекта, при котором находят уравнение статики и динамики на основе теоретического анализа физических и химических процессов, протекающих в исследуемом объекте, с учетом конструкции аппаратуры и характеристик перерабатываемых веществ. При выводе этих уравнений используются фундаментальные законы сохранения вещества и энергии, а также кинетические закономерности процессов химических превращений, переноса тепла и массы.

Аналитический метод применяют при проектировании систем управления технологическими объектами, физико-химические процессы которых достаточно хорошо изучены. Он позволяет прогнозировать работу объектов в статическом и динамических режимах, однако сопряжен с трудностью решения и анализа составленных уравнений и требует проведения специальных исследований для определения значений коэффициентов этих уравнений. Кроме того, точность математического описания реальных объектов в большей степени зависит от введения упрощающих допущений.

Экспериментальный метод состоит в определении характеристик реального объекта путём постановки на нём специального эксперимента. Метод достаточно прост, обладает малой трудоёмкостью, позволяет достаточно точно определить свойства конкретного объекта. При экспериментальном методе невозможно выявить функциональные связи между свойствами перерабатываемых и получаемых веществ, режимными показателями технологического процесса и конструктивными характеристиками объекта. Этот недостаток не позволяет распространить на другие подобные объекты результаты, полученные экспериментальным методом.

Экспериментально-аналитический метод заключается в составлении уравнений путём анализа явлений, происходящих в объекте, при этом численные значения коэффициентов полученных уравнений определяются экспериментально на реальном объекте. Являясь комбинацией аналитического и экспериментального способов определения свойств объектов, этот метод учитывает их преимущества и недостатки.

11.2. ЗАКОНЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Устройство, с помощью которого в системах регулирования обеспечивается автоматическое поддержание технологического параметра около заданного значения, называют *автоматическим*

регулятором. Регулятор является одним из основных элементов САР.

На вход автоматического регулятора (АР) (рис. 11.4) подаются текущее y_T и заданное y_0 значения регулируемого параметра. Рассогласование между ними $\Delta y = y_0 - y_T$ приводит к изменению выходной величины регулятора – регулирующего воздействия x_p , зависимость $x_p = f(y_0 - y_T)$ называют законом регулирования.

В промышленных системах находят применение три основных аналоговых закона регулирования: пропорциональный (П), пропорционально-интегральный (ПИ) и пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) законы регулирования.

К пропорциональным регуляторам относятся те, у которых регулирующее воздействие x_p в пределах зоны регулирования изменяется пропорционально изменению входной величины – рассогласованию Δy .

Уравнение динамики П-регулятора имеет вид

$$x_p = k\Delta y, \quad (11.4)$$

где k – коэффициент пропорциональности регулятора, являющийся его настроечным параметром.

Каждому значению входной величины П-регулятора соответствует определенное значение выходной величины. Сигнал на выходе П-регуляторов меняется только при изменении сигнала на входе.

Настроечный параметр П-регулятора часто представляют в виде предела пропорциональности δ .

Предел пропорциональности δ связан с коэффициентом усиления регулятора k соотношением

$$\delta = \frac{1}{k} \cdot 100 \%. \quad (11.5)$$

Основным достоинством П-регуляторов является их простота и наличие пропорциональной зависимости между скоростью перемещения регулирующего органа и скоростью изменения регу-

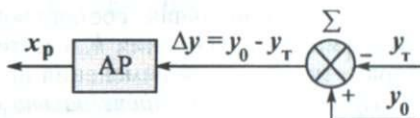


Рис. 11.4. Структурная схема автоматического регулятора

лируемого параметра. При появлении возмущающих воздействий такой регулятор быстро приводит объект в равновесное состояние. Однако точность регулирования, обеспечиваемая П-регуляторами, сравнительно невысока. Системам автоматического регулирования с П-регуляторами свойственно наличие статической ошибки, т.е. остаточного отклонения регулируемого параметра. Величина этого отклонения тем больше, чем меньше коэффициент усиления k (чем больше предел пропорциональности δ).

Увеличением коэффициента усиления регулятора можно уменьшить статическую ошибку регулирования, однако полностью устранить её нельзя.

П-регуляторы применяются там, где по технологическим условиям при функционировании САР на регулируемом объекте допускается наличие статической ошибки регулирования.

Пропорционально-интегральными называются регуляторы, у которых изменение выходной величины x_p пропорционально как изменению входной величины Δy , так и интегралу её изменения.

Уравнение динамики ПИ-регулятора имеет вид

$$x_p = k\Delta y + \frac{1}{T_{\text{и}}} \int_0^t \Delta y dt, \quad (11.6)$$

где k – коэффициент усиления регулятора и $T_{\text{и}}$ – время интегрирования являются настроечными параметрами регулятора.

Пропорционально-интегральный регулятор можно рассматривать как систему, состоящую из параллельно соединенных усилительного и интегрирующего звеньев.

Реакция ПИ-регулятора на изменение выходной величины складывается из двух составляющих: пропорциональной – П и интегральной – И. В результате на одинаковое изменение входной величины ПИ-регулятор будет реагировать с некоторым отставанием по сравнению с П-регулятором.

Однако статическая ошибка при работе с ПИ-регулятором отсутствует. В связи с этим ПИ-регуляторы широко применяются для поддержания самых различных технологических параметров.

Пропорциональная составляющая настраивается с помощью коэффициента усиления k , а интегральная составляющая регулятора – посредством изменения времени интегрирования $T_{\text{и}}$.

Пропорционально-интегрально-дифференциальные регуляторы. В ряде случаев качество регулирования можно повысить введением в закон регулирования составляющей, пропорциональной

первой производной или скорости изменения входной величины регулятора. Это дифференцирующая составляющая.

Уравнение динамики ПИД-регулятора имеет вид

$$x_p = k\Delta y + \frac{1}{T_n} \int_0^t \Delta y dt + T_d \frac{dy}{dt}, \quad (11.7)$$

где k – коэффициент усиления; T_n – время интегрирования; T_d – время дифференцирования, которые являются настроечными параметрами регулятора.

Таким образом ПИД-регулятор имеет три параметра настройки, коэффициент усиления k , время интегрирования T_n и время дифференцирования T_d . Воздействие входной величины этих регуляторов на выходную повышаются с увеличением k , уменьшением времени интегрирования T_n и увеличением времени дифференцирования T_d .

При наличии Д-составляющей выходная величина регулятора x_p изменяется с некоторым опережением относительно входной величины, пропорциональным скорости её изменения dy/dt . С уменьшением производной dy/dt опережающее действие регулятора также уменьшается и полностью прекращается при $y = \text{const}$; поэтому ПИД-регуляторы называют регуляторы с опережением или предварением.

Так как при наличии в законе регулирования Д-составляющей регулятор реагирует на изменение скорости входной величины, то такой регулятор вступает в работу быстрее, чем П-регулятор.

Введение в закон регулирования воздействия по производной приводит к усилению влияния регулятора на переходный процесс, при этом сокращается время переходного процесса и уменьшаются колебания регулируемой величины.

ПИД-регулятор можно рассматривать как систему, состоящую из параллельно соединенных усилительного, интегрирующего и идеального дифференцирующего звеньев.

11.3. ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ РЕГУЛЯТОРА НА ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ

Влияние параметров настройки регулятора на форму переходного процесса рассмотрим на примере САР с ПИД-регулятором:

$$x_p = k\Delta y + \frac{1}{T_i} \int_0^t \Delta y dt + T_d \frac{dy}{dt},$$

где x_p – регулирующее воздействие (выход регулятора); Δy – рассогласование – вход регулятора (разность между текущим и заданным значениями регулируемого параметра); $\frac{dy}{dt}$ – скорость изменения регулируемого параметра; k , T_i , T_d – соответственно, коэффициент усиления, время интегрирования и время дифференцирования – настроечные параметры регулятора.

Рассмотрим переходные процессы, возникающие в САР при изменении задания для различных параметров настройки ПИД-регулятора.

1. Рассмотрим влияние изменения коэффициента усиления k .

На рис. 11.5 показаны два вида переходных процессов по заданию для различных значений коэффициентов усиления. Переходный процесс 1 – коэффициент усиления k_1 ; переходный процесс 2 – коэффициент усиления $k_2 > k_1$.

Увеличение коэффициента усиления приводит к увеличению регулирующего воздействия x_p , т.е. воздействие на объект регулирования увеличивается. При этом динамическая ошибка увеличивается $y'_{дин 2} > y'_{дин 1}$, а время регулирования уменьшается $t_{p2} < t_{p1}$.

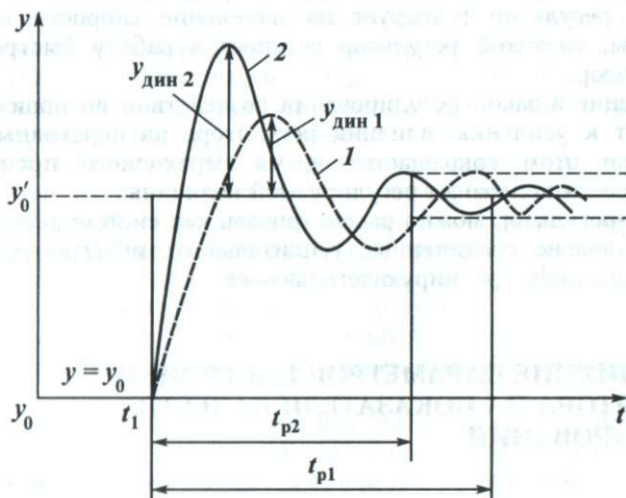


Рис. 11.5. Влияние коэффициента усиления k на показатели качества переходных процессов

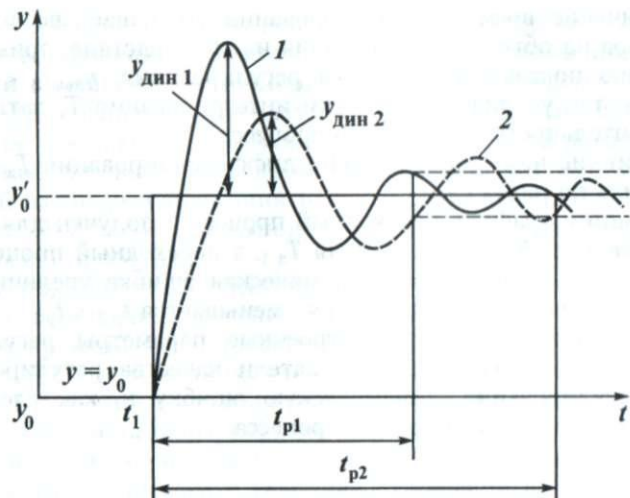


Рис. 11.6. Влияние времени интегрирования T_n на показатели качества переходных процессов

2. Влияние изменения времени интегрирования T_n рассмотрим по переходным процессам, представленным на рис. 11.6.

Время интегрирования переходного процесса 1 – $T_{н1}$, переходного процесса 2 – $T_{н2}$; $T_{н2} > T_{н1}$.

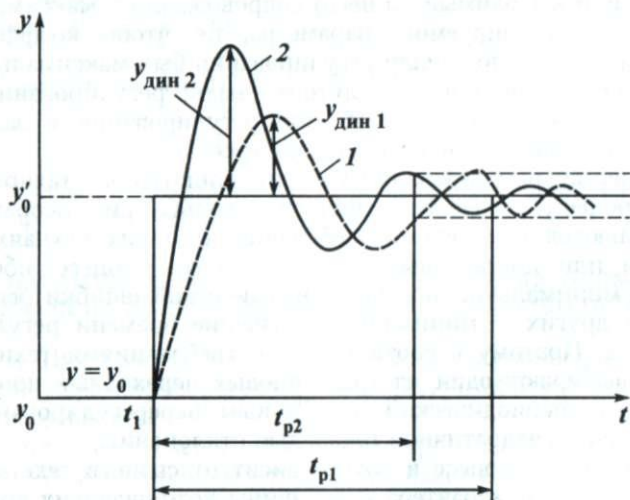


Рис. 11.7. Влияние времени дифференцирования T_d на показатели качества переходных процессов

Увеличение времени интегрирования уменьшает воздействие регулятора на объект регулирования и, как следствие, приводит к изменению показателей качества регулирования: $u_{\text{дин } 2} < u_{\text{дин } 1}$; $t_{\text{р } 2} > t_{\text{р } 1}$, т.е. увеличение времени интегрирования $T_{\text{и}}$ затягивает продолжительность переходного процесса.

3. Влияние изменения времени дифференцирования $T_{\text{д}}$ можно проследить по рис. 11.7.

На данном графике переходный процесс 1 получен для значения времени дифференцирования $T_{\text{д } 1}$, а переходный процесс 2 – для $T_{\text{д } 2} > T_{\text{д } 1}$. Как видно, динамическая ошибка увеличивается $u_{\text{дин } 2} > u_{\text{дин } 1}$, время регулирования уменьшается $t_{\text{р } 2} < t_{\text{р } 1}$.

Таким образом, меняя настроечные параметры регулятора, можно получить желаемые показатели качества регулирования: время регулирования, динамическую ошибку и, как следствие, степень затухания переходного процесса.

11.4. ВЫБОР ТИПА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛЯТОРА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЕГО НАСТРОЙКИ

Перед тем, как приступить к выбору автоматического регулятора анализируют технологический объект и определяют канал регулирования. Последний выбирают так, чтобы изменение регулирующего параметра (поток вещества или энергии, подаваемый в объект или выводимый из него) сопровождалось максимальным изменением регулируемого параметра, т.е. чтобы коэффициент усиления объекта по каналу регулирования был максимальным.

Тип автоматического регулятора (закон регулирования) выбирается с учётом свойств объекта регулирования и заданных показателей качества переходного процесса.

К качеству регулирования каждого конкретного технологического процесса, имеющего присущее только ему особенности, предъявляются конкретные требования. В одних случаях оптимальным или достаточным может служить процесс, обеспечивающий минимальное значение динамической ошибки регулирования, в других - минимальное значение времени регулирования, и т.д. Поэтому в соответствии с требованиями технологии обычно выбирают один из трёх типовых переходных процессов: граничный аperiodический; с 20%-ным перерегулированием; с минимальной квадратичной площадью отклонения.

Переходный процесс в САР зависит от свойств технологического объекта, от характера и величины возмущающих воздействий, а также от типа автоматического регулятора (его закона регулирования) и параметров настройки регулятора.

Динамические свойства конкретного объекта и поступающие на него возмущения характеризуются своими значениями или законами изменения. Активно влиять на них в процессе эксплуатации, как правило, не представляется возможным. В связи с этим для достижения требуемого качества регулирования при выбранном типовом переходном процессе следует принять подходящий закон регулирования и найти параметры настройки регулятора. Эту операцию выполняют после определения динамических свойств объекта.

Характер действия регулятора ориентировочно определяют по величине отношения времени запаздывания объекта τ к его постоянной времени T , т.е. по величине τ/T :

$\tau/T < 0,2$ – релейный регулятор;

$0,2 < \tau/T < 1,0$ – регулятор непрерывного действия;

$\tau/T > 1,0$ – многоконтурная система регулирования.

При выборе закона регулирования регулятора непрерывного действия часто учитывают величину отношения постоянной времени объекта T к времени запаздывания τ , т.е. T/τ :

$T/\tau > 1,0$ – П-регулятор;

$10 > T/\tau > 7,5$ – ПИ-регулятор;

$7,5 > T/\tau > 3$ – ПИД-регулятор;

$T/\tau < 3$ – многоконтурная система регулирования.

При аппроксимации уравнения объекта апериодическим звеном с запаздыванием предложены следующие формулы:

$$\text{П-регулятор} \quad k = T/\tau; \quad (11.8)$$

$$\text{ПИ-регулятор} \quad k = T/\tau; \quad (11.9)$$

$$T_{\text{и}} = 3\tau;$$

$$\text{ПИД-регулятор} \quad k = 1,2 T/\tau; \quad (11.10)$$

$$T_{\text{и}} = 2\tau;$$

$$T_{\text{д}} = 0,42\tau,$$

где k – коэффициент усиления; $T_{\text{и}}$ – время интегрирования; $T_{\text{д}}$ – время дифференцирования.

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ РЕГУЛЯТОРОВ МЕТОДОМ НЕЗАТУХАЮЩИХ КОЛЕБАНИЙ (МЕТОД ЦИГЛЕРА–НИКОЛЬСА)

Метод Циглера–Никольса применяется для определения настроечных параметров регуляторов в САР с объектом, обладающим запаздыванием.

Для получения настроечных параметров регулятора исследовалась САР, в которой объект регулирования (ОР) обладал известными параметрами и необходимо было определить параметры настройки регулятора, которые обеспечивали бы устойчивость и заданное качество САР.

Расчет проводится в два этапа:

1. Определение критической настройки $K_{кр}$ – пропорциональной составляющей регулятора (время интегрирования $T_{и} = \infty$; время дифференцирования $T_{д} = 0$), при которой САР находится на границе устойчивости.

2. Определение по $K_{кр}$ рабочих настроек регуляторов по приближенным формулам.

Определение $K_{кр}$. Для получения критического значения коэффициента усиления $K_{кр}$ он постепенно увеличивается до получения незатухающих колебаний (рис. 11.8).

Определение рабочих настроек

$$\text{П-регулятор } K = 0,5K_{кр}; \quad (11.11)$$

$$\text{ПИ-регулятор } \begin{cases} K = 0,45 K_{кр}; \\ \Pi = 0,08 K_{кр} \cdot \omega_{кр}; \end{cases} \quad (11.12)$$

$$\text{ПИД-регулятор } \begin{cases} K = 0,5 K_{кр}; \\ \Pi = 0,2 K_{кр} \cdot \omega_{кр}; \\ \Pi' = 0,468 K_{кр} \cdot \omega_{кр}; \end{cases} \quad (11.13)$$

где $\Pi = 1/T_{и}$, $T_{и}$ – время интегрирования; $\Pi' = T_{д}$, $T_{д}$ – время дифференцирования; $\omega_{кр}$ – частота незатухающих колебаний.

Метод Циглера–Никольса обеспечивает для большинства объектов степень затухания переходного процесса $\Psi \geq 0,75$ и небольшую динамическую ошибку.

Таким образом, оптимальные значения настроечных параметров регуляторов можно определить следующими методами: организационным поиском, расчётным путём, а также по формулам или графическим зависимостям, полученным при моделировании САР.



Рис. 11.8. Определение $K_{кр}$

Организационный поиск позволяет находить оптимальные настроечные параметры регуляторов непосредственно из эксперимента, проводимого на действующей САР. Это надежный, но трудоёмкий путь. Кроме того, он осложнен тем, что на реальных технологических объектах не допускаются большие отклонения от значений, соответствующих заданному режиму.

Расчетный метод заключается в составлении уравнения динамики системы и его решении относительно регулируемого параметра при единичном ступенчатом возмущении. Затем, подставляя в полученное решение конкретные значения или различные комбинации параметров настройки регуляторов, получают несколько переходных процессов. Из них в качестве рабочего выбирают процесс, наиболее близкий к заданному типовому переходному процессу. Значения настроечных параметров регулятора, соответствующие выбранному процессу, принимают в качестве оптимальных.

Формулы или графические зависимости, полученные в результате математического моделирования САР, также позволяют определить оптимальные значения настроечных параметров регуляторов. Данный метод наиболее часто используется на практике.

Глава 12

РАСЧЁТ И ВЫБОР ИСПОЛНИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ САР

12.1. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИСПОЛНИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ САР

Для потока несжимаемой невязкой жидкости, проходящего через любое местное сопротивление, справедливо уравнение

$$\frac{\Delta p}{\rho} = \zeta \cdot \frac{v^2}{2}, \quad (12.1)$$

где Δp – перепад давления на местном сопротивлении; ρ – плотность жидкости; v – средняя скорость потока; ζ – безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления.

Выражая среднюю скорость потока через объёмный расход Q и площадь сечения присоединительного патрубка регулирующего органа F ($Q = v \cdot F$) и решая уравнение относительно объёмного расхода, получим

$$Q = F \cdot \sqrt{\frac{2}{\zeta}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}} \quad (12.2)$$

Обозначим

$$K_v = F \cdot \sqrt{\frac{2}{\zeta}}, \quad (12.3)$$

тогда

$$Q = K_v \cdot \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}}, \quad (12.4)$$

откуда

$$K_v = Q \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\Delta p}} \quad (12.5)$$

Величина K_v называется **пропускной способностью** исполнительного устройства (ИУ).

При выбранной системе единиц измерения Q [м³/ч]; Δp [МПа]; ρ [кг/м³] в формулу (12.5) вводится числовой коэффициент:

$$K_v = \frac{Q}{100} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\Delta p}} \quad (12.6)$$

и

$$Q = 100 K_v \cdot \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}} \quad (12.7)$$

На основе выражения (12.6) можно определить K_v как величину, численно равную расходу в м³/ч несжимаемой жидкости с плотностью 1000 кг/м³, пропускаемой регулирующим органом при перепаде давления на нем, равном 0,1 МПа.

Условной пропускной способностью K_{vy} называется номинальное значение пропускной способности исполнительного устройства при максимальном (условном) ходе затвора, которая определяется как средняя величина для серии регулирующих органов одного типоразмера.

$K_v = f(S)$ – **пропускная характеристика** – зависимость пропускной способности от перемещения затвора при постоянном перепаде давления.

Выпускаются исполнительные устройства с **линейной** и **равнопроцентной** характеристиками:

при линейной характеристике

$$dK_v = A \cdot dS; \quad (12.8)$$

при равнопроцентной характеристике

$$\frac{dK_v}{dS} = B \cdot K_v. \quad (12.9)$$

В относительных единицах

$$d\sigma = A \cdot dl; \quad (12.10)$$

$$\frac{d\sigma}{dl} = B \cdot \sigma, \quad (12.11)$$

где $\sigma = \frac{K_v}{K_{vy}}$ – относительная пропускная способность; $l = \frac{S}{S_y}$ – относительный ход затвора.

После интегрирования в пределах от σ_0 до σ и от 0 до l получим

$$\sigma = \sigma_0 + A \cdot l; \quad (12.12)$$

$$\sigma = \sigma_0 + e^{Bl}, \quad (12.13)$$

где σ_0 – относительная начальная пропускная способность ИУ в момент открытия затвора (обычно $\sigma < 0,04$).

Коэффициент A и B определяются из условия, что в конце хода пропускная способность максимальна ($\sigma = 1$ при $l = 1$), тогда

$$\sigma = \sigma_0 + (1 - \sigma_0) \cdot l; \quad (12.14)$$

$$\sigma = \sigma_0 + e^{1-l}. \quad (12.15)$$

Графики линейной (1) и равнопроцентной (2) пропускных характеристик показаны на рис. 12.1.

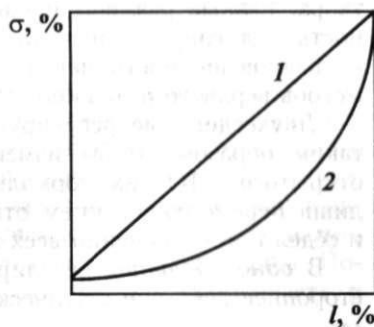


Рис. 12.1. Графики пропускных характеристик

Условным проходом D_y исполнительного устройства называют номинальный размер диаметра прохода в присоединительных патрубках.

12.2. КОНСТРУКЦИИ РЕГУЛИРУЮЩИХ ОРГАНОВ ИСПОЛНИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Исполнительное устройство состоит из двух частей - исполнительного механизма и регулирующего органа.

Различают следующие виды регулирующих органов:

- односедельный;
- двухседельный;
- заслоночный;
- шаровой;
- клеточный.

Схемы показаны на рис. 112.2.

В нефтегазовой отрасли наибольшее распространение получили *мембранно-пружинные* и *поршневые поворотные* пневматические исполнительные механизмы.

В *двухседельных* регулирующих органах (рис. 12.2, *а*) корпус имеет два седла, а затвор, проходящий через эти седла, имеет два утолщения с дросселирующими и запирающими поверхностями. Перемещение затвора относительно седел изменяет площадь прохода среды. Основным преимуществом двухседельного регулирующего органа является возможность разгрузки затвора от одностороннего действия среды, создаваемой статическим давлением среды. В большинстве случаев на затворах двухседельных регулирующих органов кроме дросселирующих имеются запирающие поверхности, и поэтому с целью обеспечения возможности сборки и разборки регулирующего органа диаметр прохода верхнего седла делают больше, чем диаметр прохода нижнего седла, для того чтобы через него прошло нижнее утолщение затвора. Разные размеры проходов седел создают неуравновешенность сил гидростатического давления среды на затвор, но эта неуравновешенность невелика, так как невелика разность диаметров верхнего и нижнего седел.

Двухседельные регулирующие органы всегда проектируются таким образом, чтобы изменение их исполнения с нормально открытого (НО) на нормально закрытое (НЗ) осуществлялось лишь ремонтированием относительного расположения затвора и седел при сохранении всех деталей.

В *односедельных* регулирующих органах (рис. 12.2, *б*) одностороннее действие статического давления среды создает необхо-

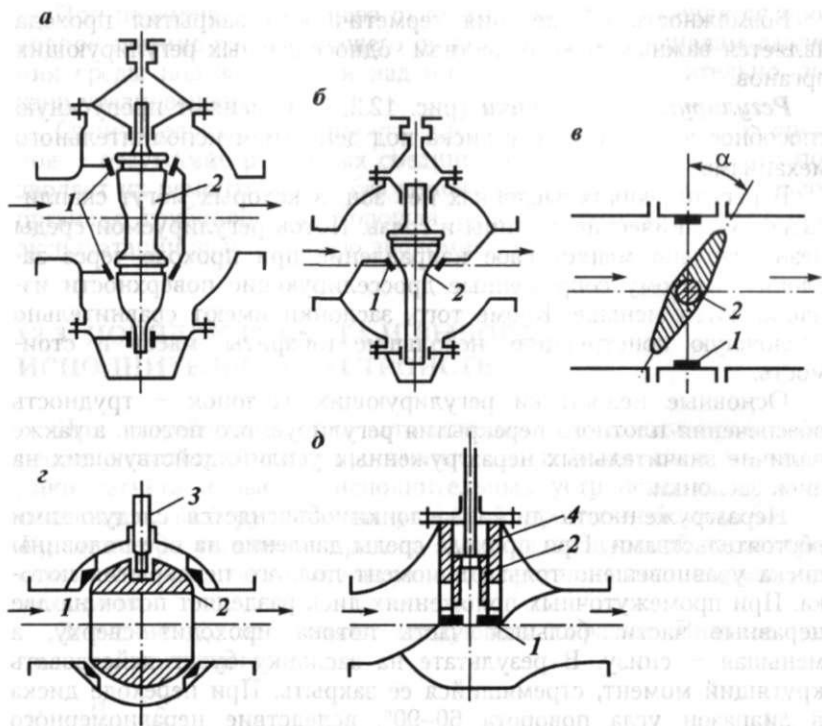


Рис. 12.2. Схемы регулирующих органов:

a — двухседельный; *б* — односедельный; *в* — заслоночный; *г* — шаровой; *д* — клеточный; 1 — седло; 2 — затвор; 3 — вал; 4 — клетка

димность применения исполнительных механизмов большой мощности. При движении со стороны, противоположной расположению штока, т.е. «под затвор», среда отжимает затвор от седла. Исполнительный механизм должен создать перестановочное усилие, способное преодолеть силу давления среды на затвор; это усилие зависит от перепада давления на затворе и площади прохода в седле.

При движении среды со стороны расположения штока, т.е. «на затвор», давление среды способствует закрытию затвора, прижимая его к седлу. В этом случае при определении силы, действующей на затвор, необходимо кроме статического давления среды учитывать «затягивание» затвора. Последнее объясняется тем, что под затвором образуется вакуумная полость, размеры которой в связи с турбулентностью потока изменяются. Поэтому при неизменном положении затвора его «затягивает» в проход седла с переменной силой.

Возможность обеспечения герметичности закрытия прохода является важным преимуществом односедельных регулирующих органов.

Регулирующие заслонки (рис. 12.2, в) изменяют пропускную способность при повороте диска под действием исполнительного механизма.

В регулирующих заслонках нет зон, в которых могут скапливаться механические частицы и грязь. Поток регулируемой среды незначительно меняет свое направление при проходе через заслонку, поэтому сопряженные дросселирующие поверхности изнашиваются меньше. Кроме того, заслонки имеют сравнительно несложную конструкцию, небольшие габариты, массу и стоимость.

Основные недостатки регулирующих заслонок - трудность обеспечения плотного перекрытия регулируемого потока, а также наличие значительных неразгруженных усилий, действующих на диск заслонки.

Неразгруженность диска заслонки объясняется следующими обстоятельствами. При проходе среды давление на обе половины диска уравновешено только в момент полного перекрытия потока. При промежуточных положениях диск разделяет поток на две неравные части: большая часть потока проходит сверху, а меньшая - снизу. В результате на заслонку будет действовать крутящий момент, стремящийся её закрыть. При переходе диска в диапазон угла поворота $60-90^\circ$, вследствие неравномерного распределения скорости сверху и снизу заслонки, крутящий момент достигает максимума в зоне $65-75^\circ$, а затем резко падает до нуля в момент полного открытия.

Шаровые регулирующие органы (рис. 12.2, г) оборудованы затвором поворотного типа, выполненным в виде сферы с цилиндрическим отверстием. При повороте вала привода сфера поворачивается, изменяя сечение прохода. Они конструктивно несложные, надежные в эксплуатации, дешевые, легкие и герметичные в широком диапазоне регулируемых сред, условных проходов и рабочих давлений.

Клеточные регулирующие органы (рис. 12.2, д) получили свое название по характерной для них детали - клетке, внутри которой перемещается затвор. Клетка зажимается между седлом и верхней крышкой корпуса. Шток регулирующего органа жестко связан с затвором. Применяют два варианта конструкции этого устройства. В одном из них профилированное отверстие делают в клетке, а затвор имеет вид обычного поршня (как показано на рис. 12.2, э). В другом варианте на затворе делают профилированные отверстия, а на клетке - цилиндрические или прямоугольные отверстия.

При перемещении затвора относительно клетки меняется проходное сечение регулирующего органа. Благодаря каналам давления среды под затвором и над ним равны, а следовательно, затвор уравновешен.

Отличительная особенность клеточных регулирующих органов - отсутствие резьбовых соединений внутри корпуса, что позволяет их ремонтировать без демонтажа корпуса регулирующего органа с трубопровода. Хорошая ремонтпригодность даёт при эксплуатации значительную экономию средств.

12.3. ПОРЯДОК РАСЧЁТА И ВЫБОРА ИСПОЛНИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

При разработке систем автоматизации технологических процессов используют как упрощённые, так и более сложные методики расчёта и выбора исполнительных устройств, но суть их сводится к выбору величин условной пропускной способности K_{vy} , диаметра условного прохода D_y , типа пропускной характеристики, а также типа регулирующего органа и исполнительного механизма.

Значение K_{vy} определяют следующим образом. Вначале, используя соотношение

$$K_v = \frac{Q}{100} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\Delta p}}, \quad (12.16)$$

по заданному максимальному расходу через исполнительное устройство Q_{\max} и рассчитанному, исходя из заданных условий, перепаду давления на нём Δp , вычисляют предварительное значение максимальной пропускной способности $K_{v\max}^{\text{пр}}$:

$$K_{v\max}^{\text{пр}} = \frac{Q_{\max}}{100} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\Delta p_{\min}}}. \quad (12.17)$$

Затем на основании полученного $K_{v\max}^{\text{пр}}$ по каталогу исполнительных устройств выбирают ближайшее большее значение K_{vy} , а далее D_y и тип пропускной характеристики с учётом особенностей регулируемой среды и проектируемой системы.

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

Глава 13

НАЗНАЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОГРАММИРУЕМЫХ ЛОГИЧЕСКИХ КОНТРОЛЛЕРОВ (ПЛК)

13.1. ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ ПЛК

В настоящее время микропроцессорная техника внедряется во все сферы деятельности человека. И современную автоматизацию трудно представить без участия в ней микропроцессорных средств. Взять хотя бы компьютер, знакомый всем со школьной скамьи. А ведь этот самый компьютер - одно из важнейших программно-технических средств автоматизации.

Есть еще одно микропроцессорное устройство, хорошо известное в кругу специалистов по автоматизации, - контроллер. Как и компьютер, контроллер - обязательный компонент любой современной системы управления.

Контроллер получил свое название от слова control - управление. Уже из названия становится понятным, что основное назначение этого устройства - управление. Первая основная область применения контроллеров (80-е годы прошлого столетия) - дискретные системы управления, в основу функционирования которых положена логика. Так появилось название этих устройств, сохранившееся до настоящего времени - программируемые логические контроллеры (ПЛК).

Следует отметить, что современные ПЛК далеко ушли в своем развитии от ранних представителей этого класса технических

средств автоматизации. За последние 8-10 лет существенно расширились их функции и вычислительные возможности. Сегодня ПЛК способны решать задачи по управлению сложными объектами как в непрерывных, так и в дискретных производствах.

В иерархии уровней АСУТП (автоматизированной системы управления технологическими процессами) ПЛК занимают определенный уровень - первый или нижний (рис. 13.1).

На их основе строятся системы *автоматического* управления (САУ) отдельными аппаратами, установками или блоками технологического процесса. Функционирование САУ происходит без постоянного присутствия обслуживающего персонала в автоматическом режиме по алгоритмам и программам, созданным на стадии проектирования системы управления (прикладное ПО - программное обеспечение).

Объект управления в этой иерархии представлен измерительными преобразователями (ИП) различных технологических параметров - давления, уровня, температуры, расхода и т.д., а также исполнительными устройствами (ИУ) - регулирующими клапанами, кранами, задвижками. С помощью этих технических средств САУ осуществляют сбор данных, характеризующих состояние объекта, и реализуют управляющие воздействия на объект в целях обеспечения заданных (экономически целесообразных) режимов его функционирования.

Уровень оперативно-производственной службы (ОПС) - в дальнейшем изложении материала второй или верхний уровень АСУТП - реализует оперативное и режимное управление технологическим процессом. Основные составляющие этого уровня - оперативный персонал (операторы, диспетчеры, специалисты) и «свои» программно-технические средства. К их числу, прежде



Рис. 13.1. Иерархия уровней в АСУТП

всего, относятся компьютеры, на базе которых создаются автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов и специалистов, и серверы баз данных, в основу функционирования которых положено прикладное ПО. Присутствие оперативного персонала на этом уровне и определило само название системы - АСУТП (*автоматизированная система управления технологическим процессом*). Понятие «автоматизированная» по определению предполагает участие человека в управлении. Таким образом, АСУТП - это человеко-машинная система.

Упрощенная структура комплекса программно-технических средств АСУТП представлена на рис. 13.2. Здесь так же, как и на рис. 13.1 просматриваются два уровня - уровень локальных ПЛК, взаимодействующих с объектом посредством датчиков и исполнительных устройств, и уровень оперативного управления технологическим процессом (сервер, АРМ оператора).

Такое представление АСУТП предполагает обозначение средств, обеспечивающих взаимодействие нижнего и верхнего уровней. Из рис. 13.2 видно, что такими средствами являются вычислительные сети.

В небольших системах управления локальные ПЛК могут напрямую по сети взаимодействовать с сервером и АРМ (без ин-

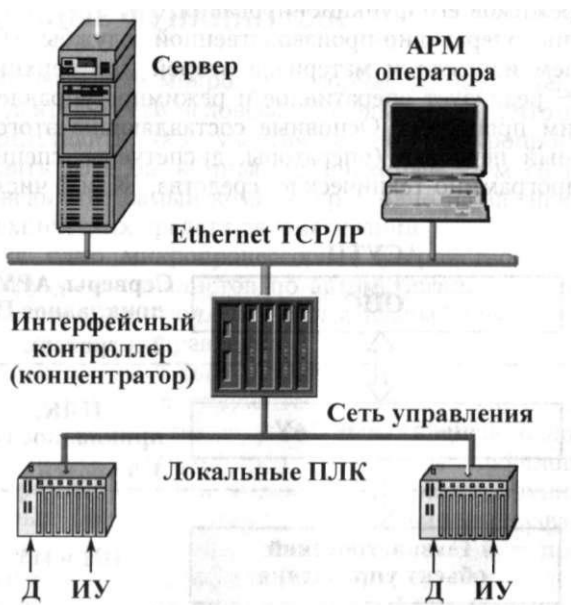


Рис. 13.2. Упрощённая структура АСУТП

терфейсного контроллера). Но имеется достаточно большое число проектов АСУТП, предусматривающих в своей структуре интерфейсные контроллеры (концентраторы). Примеры таких проектов будут рассмотрены в последних разделах учебника.

В зависимости от задач, решаемых системой управления, контроллеры способны выполнять широкий набор функций. К основным (базовым) функциям локальных контроллеров относятся:

- сбор и первичная обработка информации о параметрах технологического процесса и состоянии оборудования;
- хранение технологической и вспомогательной информации;
- автоматическая обработка технологической информации;
- формирование управляющих воздействий - дискретное управление и регулирование;
- исполнение команд с пункта управления;
- самодиагностика контроллера;
- обмен информацией с верхним уровнем управления.

Функция «Сбор и первичная обработка информации» подразумевает:

- циклический опрос устройств связи с объектом (УСО);
- аналогово-цифровое преобразование сигналов;
- первичную обработку сигналов для компенсации воздействия помех (фильтрация сигналов);
- определение достоверности информации по отклонениям сигналов датчиков за пределы измерительного диапазона.

Функция «Хранение технологической и вспомогательной информации» обеспечивает запись и хранение в памяти контроллера технологических данных и данных, обеспечивающих заданный режим работы технологического оборудования. Данная функция также обеспечивает сохранность информации при отказах технических средств или питания.

Реализация функции «Автоматическая обработка технологической информации, формирование управляющих воздействий» предполагает дискретное управление в соответствии с алгоритмами управления, разработанными на этапе проектирования системы, и регулирование (стабилизация технологических параметров на заданном уровне) по стандартным (П, ПИ, ПИД) или специализированным алгоритмам.

Функция «Исполнение команд с пункта управления» обеспечивает возможность вмешательства оперативного персонала в автоматическое ведение технологического процесса. При этом оперативный персонал может осуществлять пуск, отключение, переключение технологического оборудования, а также выполнять режимное управление процессом - задавать уставки регулирования, уровни срабатывания блокировок, сигнализаций,

алгоритмов автоматического ввода резервного оборудования и др.

Функция «Самодиагностика контроллера» включает в себя проверку работоспособности как технических, так и программных средств контроллера с оповещением оперативного персонала.

Функция «Обмен информацией» является одной из важнейших функций контроллера. Эта функция осуществляется в автоматическом режиме и реализуется специализированными средствами контроллера с использованием протоколов приема/передачи данных.

Упрощенная структурная схема контроллера представлена на рис. 13.3.

Для формирования той или иной стратегии управления контроллер должен обладать входами, с помощью которых он определяет текущее состояние объекта управления, и выходами, посредством которых реализует управляющие воздействия.

Информация (данные) от датчиков технологических параметров (Д) объекта управления поступает на вход контроллера (УСО - устройство связи с объектом). Одна из главных функций УСО - преобразование физического сигнала (напряжения, тока) в цифровой код.

Ядром контроллера является микропроцессор (ЦПУ - центральное процессорное устройство). Через системную шину ЦПУ

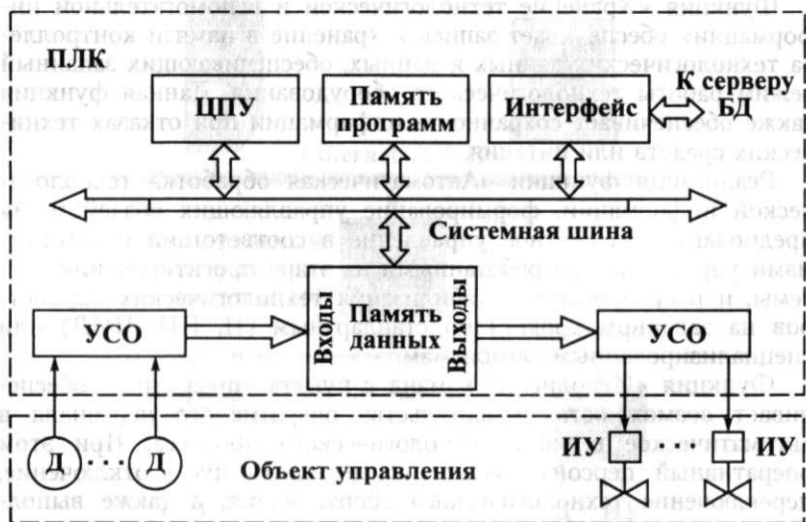


Рис. 13.3. Упрощенная схема контроллера

управляет всеми компонентами контроллера - памятью данных, памятью программ и интерфейсом с внешними системами.

Данные от датчиков (Д) через входные каналы УСО поступают сначала в память данных контроллера (таблица входов). Эти данные используются программами обработки, хранящимися в памяти программ. После обработки входных данных по определенным алгоритмам полученные выходные данные помещаются в память данных (таблица выходов), откуда поступают на выходные каналы УСО. Одна из основных функций этого УСО - преобразование цифрового кода в физический сигнал (ток, напряжение). С выхода УСО управляющий сигнал поступает на исполнительное устройство (ИУ), которое и исполняет команду контроллера (открывается/закрывается кран, задвижка, изменяется расход материального потока через регулирующий клапан и т.п.).

Значения входных данных передаются из памяти данных на верхний уровень системы управления (сервер базы данных, АРМ оператора) посредством интерфейсного устройства. Это же устройство используется для приема команд управления, поданных с рабочих станций оперативным персоналом.

Таким образом, ПЛК - это программно-управляемый автомат, подключённый к объекту управления посредством входов и воздействующий на объект с помощью выходных сигналов. Стратегия управления формируется на основе заложенной программы. Наряду с формированием управляющих команд исполнительным устройствам ПЛК может управлять средствами сигнализации, а также обеспечивать взаимодействие с другими техническими средствами и подсистемами.

13.2. ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ

Как устройство контроллер представляет собой набор электронных плат, объединённых системной шиной. Платы можно закрепить на шасси и всю сборку поместить в защитный корпус. На корпусе в этом случае надо предусмотреть разъёмы для подключения входных и выходных цепей. Такое конструктивное решение не всегда удобно. Для замены компонентов контроллера надо вскрывать корпус, что потребует определенного времени. Для безопасности работ потребуется и отключение контроллера от системы управления, что может оказаться недопустимым в некоторых случаях.

Производителями контроллеров был найден ряд конструктивных решений, обеспечивающих быструю замену вышедших из строя компонентов без отключения самого контроллера, нагляд-

ную идентификацию состояния каждого из компонентов контроллера, хороший дизайн. Главным во всех этих решениях является **модульный принцип** построения контроллера. Смысл этого решения состоит в том, что платы контроллера стали помещать в пластиковые (редко в металлические) корпуса и назвали модулями. С внешней стороны модуля имеется стандартный разъём для установки его на системную шину контроллера, а также клеммы (разъёмы) для подключения внешних сигналов.

Модуль (плата) с главным микропроцессором, различными типами памяти и коммуникационным процессором (обмен данными между компонентами контроллера) получил название центрального процессорного устройства (ЦПУ). Модули УСО для ввода сигналов с датчиков и вывода сигналов на исполнительные устройства называют модулями ввода/вывода. Модули, обеспечивающие взаимодействие контроллера с внешними системами, называют коммуникационными (интерфейсными). Наконец, должен быть и модуль питания, обеспечивающий питание различных цепей компонентов контроллера. Для усиления вычислительной мощности центрального процессора контроллера могут использоваться модули сопроцессора (плата ведомого микропроцессора).

Размеры модулей (ВхШхГ - высота, ширина, глубина), их внешнее оформление определяются производителем. Поэтому в большинстве случаев понятие «взаимозаменяемость» относится только к модулям, выпускаемым конкретным производителем.

Но имеются типы контроллеров, в основу конструкции которых положен международный стандарт. Этот стандарт определяет не только геометрию модулей контроллера, но и системную шину, а также разъёмы для подключения к ней (например, шина VME или PCI). Не вдаваясь в подробности описания этих стандартных шин, следует сказать, что такой подход к построению контроллеров очень удобен, так как позволяет «строить» контроллеры на базе компонентов разных производителей, которые гарантированно будут взаимодействовать между собой.

Для объединения различных модулей в единое устройство - контроллер - существует несколько решений. Первое из них - металлический или пластиковый корпус (крейт, корзина), во внутреннюю заднюю стенку которого встроена системная шина с разъёмами для подключения модулей. По направляющим рейкам модули вставляются в корпус и фиксируются в разъёмах. Производители выпускают корпуса на различное количество установочных мест для модулей (рис. 13.4).

В связи с этим следует сказать, что некоторые модули могут входить в обязательный комплект корпуса контроллера. Как правило, к таким модулям относятся модуль питания и модуль

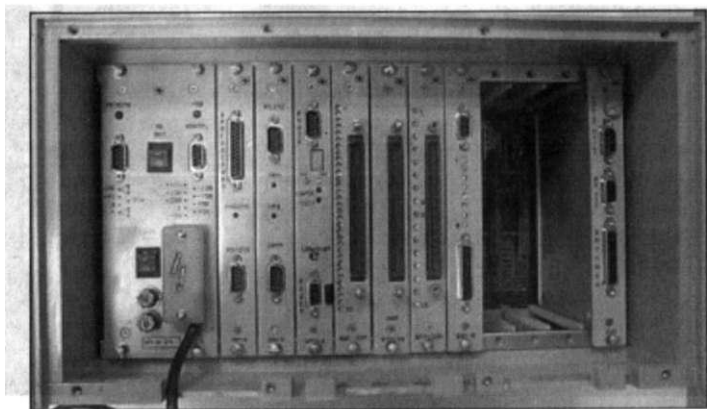


Рис. 13.4. Корпус контроллера с модулями

ЦПУ со встроенной памятью. Остальные гнезда корпуса заполняются модулями ввода/вывода и коммуникационными модулями в соответствии с задачами, возложенными на контроллер (проектно-компонованная часть контроллера). Некоторые гнезда корпуса могут оставаться незаполненными на случай расширения системы управления. Если же гнезд одного корпуса не хватает, то имеется возможность подключения второго корпуса к системной шине первого. Используя корпуса на разное количество гнезд и соединяя их между собой, можно подобрать требуемую конфигурацию контроллера.

В последние годы для объединения функциональных модулей в контроллер более популярным стало второе решение. Оно похоже на первое, только вместо корпусов используют базовые платы (рис. 13.5). На внешней стороне базовой платы находятся разъёмы для установки модулей. Все коммуникации между разъёмами находятся внутри платы. Плата может быть закреплена на стенку шкафа автоматики или на специальную профилированную рейку, которая, в свою очередь, крепится на стенку. Как правило, в первое слева и второе гнезда (слоты) платы устанавливают, соответственно, модуль питания и модуль ЦПУ. Размещение остальных модулей контроллера (модулей ввода/вывода, коммуникационных модулей и т.п.) может регламентироваться производителем. В других случаях допускается произвольная установка этих модулей на базовую плату.

Как и корпуса, базовые платы могут содержать различное количество слотов для установки модулей и могут соединяться между собой для получения заданной конфигурации. На рис. 13.5 представлена базовая плата на пять модулей.

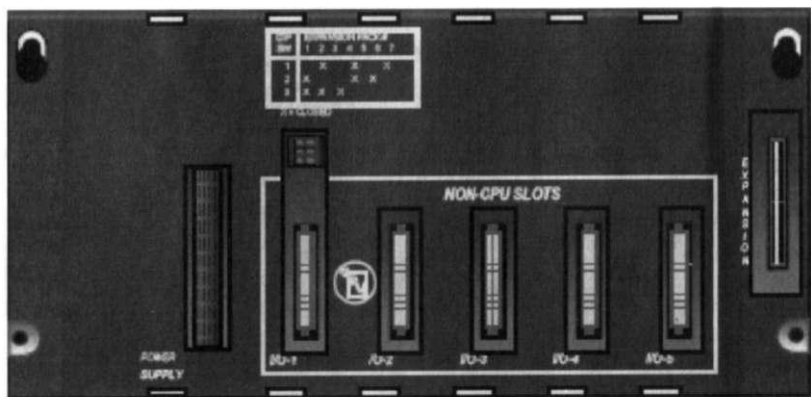


Рис. 13.5. Базовая плата контроллера

Таким образом, в функциональный состав контроллера входят:

- базовая плата;
- модуль питания;
- модуль процессора;
- модуль сопроцессора;
- модули ввода/вывода;
- коммуникационные модули.

Общий вид контроллеров разных производителей приведен на рис. 13.6.

В левом верхнем углу - контроллер, выполненный в виде моноблока (контроллер семейства микро). Под ним - три контроллера одного семейства, но разной конфигурации (базовые платы на четыре, десять и шестнадцать модулей). А внизу справа представлен контроллер, собранный на профилированной рейке (на рисунке рейки не видно). В своем составе он имеет (слева направо) модуль питания, модуль процессора и восемь модулей ввода/вывода.

В мире, в том числе и в России, имеются десятки, и даже сотни фирм и компаний-производителей контроллеров. Количество типов производимых ими контроллеров измеряется уже, по меньшей мере, многими сотнями. Далее перечислены названия компаний, контроллеры которых нашли широкое применение в России, в частности, в автоматизации нефтегазовой отрасли. Из зарубежных компаний, прежде всего, надо назвать Allen-Bradley (США), Bristol Babcock (США), Control Microsystems (Канада), GE Fanuc (США), Motorola (США), Schneider Electric (Франция), Siemens (Германия). Эти крупные компании уже несколько

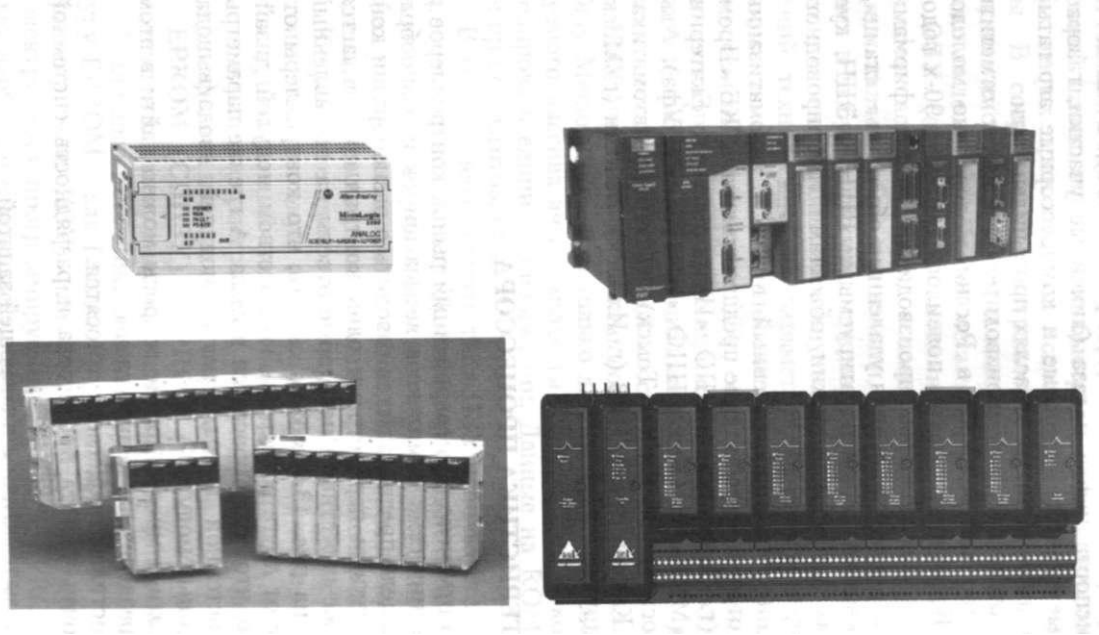


Рис. 13.6. Внешний вид промышленных контроллеров

десятилетий находятся на мировом рынке средств и систем автоматизации. Контроллеры, производимые этими компаниями, работают в России на нефтяных и газовых промыслах (кусты скважин и установки подготовки нефти и газа), а также на объектах транспорта нефти и газа (линейные участки, газораспределительные станции, насосные и компрессорные агрегаты). Применяются они и в других отраслях промышленности.

Говоря об отечественных производителях, следует отметить, что производство контроллеров в России - довольно молодое направление. Большинство фирм появилось в начале 90-х годов прошлого века. Контроллеры, производимые этими фирмами, предназначались, в основном, для удаленных объектов - станций управления скважинами, эксплуатируемыми ШГН и ЭЦН, кустами нефтяных и газовых скважин, объектами трубопроводного транспорта нефти и газа.

За последние годы существенный вклад в автоматизацию нефтегазовой отрасли внесли такие предприятия как СКБ «Пром-автоматика» (г. Зеленоград), НПО «Интротест» (г. Екатеринбург), НПО «МИР» (г. Омск), НПФ «ИНТЕК» (г. Уфа), Альбатрос (г. Москва), ЭлеСи (г. Томск), «Газприборавтоматика» (г. Москва, г. Калининград), ИРЗ (г. Ижевск), Эмикон (г. Москва) и многие другие.

13.3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЦЕССОРА

Ранее было отмечено, что современный рынок контроллеров и программно-технических комплексов весьма широк и разнообразен. В этом разделе предполагается говорить о разнообразии контроллеров. А какими параметрами один контроллер отличается от другого? Уже известны и некоторые ответы на поставленный вопрос. Глядя на рис. 13.6, можно сказать, что контроллеры отличаются друг от друга размерами, количеством модулей, дизайном. Но это то, что сразу бросается в глаза. А где же параметры процессора, системной шины, памяти, модулей ввода/вывода, коммуникационных модулей?

Ответы на эти и многие другие вопросы можно найти в этом и следующих разделах настоящей главы.

К характеристикам процессора относятся:

- тип, рабочая частота процессора и разрядность системной шины;
- поддержка математики с плавающей запятой;
- поддержка функции ПИД-регулирования;
- наличие и объём различных видов памяти: ОЗУ, ПЗУ, флэш.

К наиболее часто встречающимся типам процессоров, используемым при изготовлении ПЛК, относятся процессоры фирм Intel, AMD, Motorola.

Рабочая частота процессора, так же как и разрядность системной шины, определяют быстродействие контроллера. На ранних этапах производители использовали 8- и 16-разрядные шины. В современных контроллерах используются 32-и 64-разрядные системные шины и микропроцессоры с рабочими частотами от десятков до сотен мегагерц (МГц).

ОЗУ (оперативное запоминающее устройство) или RAM (random access memory - память с произвольным доступом) представляет собой тип памяти, которая позволяет чтение и запись в любую ячейку без предварительного поиска. В контроллерах этот тип памяти используется для хранения программ и значений технологических параметров (данных). ОЗУ теряет информацию при отключении питания, однако существуют «энергонезависимые» модули ОЗУ, содержащие встроенный источник автономного питания. По принципу действия ОЗУ делятся на статические (SRAM) и динамические (DRAM). Динамическая память составляет основной массив ОЗУ.

ПЗУ (постоянное запоминающее устройство) или ROM (Read Only Memory - память только для чтения) устроена в виде адресуемого массива ячеек (матрицы), каждая ячейка которого может кодировать единицу информации. Данные на ROM записываются при ее изготовлении.

В контроллерах память типа ПЗУ используется для хранения программ пользователя. Данный тип памяти не получил широкого распространения в связи с тем, что современное программное обеспечение часто требует обновления, в то время как производственный цикл изготовления памяти достаточно длителен.

К преимуществам этого типа памяти следует отнести низкую стоимость и высокую скорость доступа к ячейке памяти. Но имеется существенный недостаток, из-за которого этот тип памяти не получил распространения - невозможность записывать и модифицировать данные после изготовления.

EPROM (СППЗУ), EEPROM (ЭСППЗУ) и Flash (флэш) относятся к классу энергонезависимой перезаписываемой памяти.

Различные источники по-разному расшифровывают аббревиатуру EPROM - как Erasable Programmable ROM (стираемые программируемые ПЗУ) или как Electrically Programmable ROM (электрически программируемые ПЗУ). В EPROM перед записью необходимо произвести стирание всей микросхемы посредством облучения чипа ультрафиолетовыми или рентгеновскими лучами в течение нескольких минут. Запись на EPROM осуществляется на программаторах.

Большим достоинством такой памяти является возможность перезаписывать содержимое микросхемы. К недостаткам можно отнести небольшое число циклов перезаписи и высокую вероятность «недотереть» (что в конечном итоге приведет к сбоям).

EEPROM - электрически стираемая память (ЭСППЗУ) была разработана в 1979 г. в компании Intel.

Главной отличительной особенностью EEPROM (в том числе и Flash) от ранее рассмотренных типов энергонезависимой памяти является возможность перепрограммирования при подключении к стандартной системной шине микропроцессорного устройства. В EEPROM появилась возможность производить стирание отдельной ячейки при помощи электрического тока. Для EEPROM стирание каждой ячейки выполняется автоматически при записи в нее новой информации, т.е. можно изменить данные в любой ячейке, не затрагивая остальные.

Преимущества EEPROM по сравнению с EPROM: увеличенный ресурс работы; недостаток - высокая стоимость. В контроллерах этот тип памяти используется как для хранения программ, так и для хранения данных.

Flash (флэш) относятся к классу энергонезависимой перезаписываемой памяти. Flash обладает достаточно высокой скоростью доступа, энергонезависима и имеет невысокую стоимость. Благодаря этим свойствам Flash нашла широкое применение в контроллерах.

13.4. ХАРАКТЕРИСТИКА КАНАЛОВ ВВОДА/ВЫВОДА

Важно не только *количество каналов* ввода/вывода, поддерживаемое конкретным контроллером (памятью контроллера), но и разнообразие модулей ввода/вывода по *количеству и уровням коммутируемых сигналов* (ток/напряжение), *способы подключения* внешних цепей к модулям ввода/вывода, количество каналов *локального, расширенного и удаленного* ввода/вывода.

- Большинство фирм-производителей поставляют на рынок средств и систем автоматизации семейства контроллеров, каждое из которых рассчитано на определённый набор выполняемых функций и объём обрабатываемой информации. Среди них имеются семейства самых малых контроллеров (*микро*) небольшой вычислительной мощности, способных поддерживать максимум несколько десятков вводов/выводов, в основном, дискретных. Область применения таких контроллеров - сбор данных и системы противоаварийной защиты.

Семейства *малых* контроллеров способны поддерживать уже

сотни вводов/выводов, выполнять более сложные функции. Эти контроллеры имеют достаточно развитый аналоговый ввод/вывод, выполняют операции с плавающей запятой и функции ПИД-регулирования.

Контроллеры *средней мощности*, обладая достаточной памятью и быстродействием, могут обрабатывать уже тысячи переменных дискретного и аналогового типа. Применяются для автоматизации небольших объектов процессов добычи, подготовки и транспорта нефти и газа.

Наконец, некоторые крупные фирмы производят класс контроллеров очень *высокой вычислительной мощности*, обладающих памятью, измеряемой мегабайтами. Вычислительные возможности этого класса контроллеров позволяют реализовать сложные алгоритмы управления, применяемые при автоматизации непрерывных технологических процессов. Их способность обрабатывать десятки тысяч переменных и предопределила одну из областей применения — в качестве концентраторов информации от локальных контроллеров.

- Разнообразие коммутируемых сигналов.

Как зарубежные, так и отечественные производители контроллеров комплектуют свои изделия широкой гаммой модулей дискретного и аналогового ввода/вывода. По количеству подключаемых сигналов различают модули на 4, 8, 16, 32 и 64 канала. Такое разнообразие модулей облегчает подбор требуемой конфигурации контроллера, позволяя минимизировать стоимость технических средств.

Коммутируемые модулями дискретного ввода/вывода сигналы могут иметь различный уровень напряжения переменного и постоянного тока. Это 12, 24, 48 В постоянного тока, 120 и 240 В переменного тока с различными нагрузками по току.

Уровни коммутируемых сигналов модулями аналогового ввода/вывода могут быть самыми разнообразными. Это 0–5 В, 0–10 В, ± 5 В, ± 10 В по напряжению и 0–20 мА, 4–20 мА по току. Есть и специальные модули для ввода в контроллеры сигналов от термопар и термометров сопротивления различных градуировок.

- Различаются модули ввода/вывода и по способу подключения внешних цепей. К одним модулям внешние цепи подключаются с помощью клемм с винтовыми зажимами. Возможно также подключение внешних цепей через съёмные терминальные блоки или фронтальные соединители, что позволяет производить замену модулей без демонтирования внешних цепей. Некоторые производители ПТК предлагают системы ввода/вывода, в которых внешние низковольтные цепи подключаются посредством пружинных зажимов.

- Одной из важнейших характеристик контроллеров является их способность поддерживать локальный, расширенный и удалённый ввод/вывод.

Под *локальным* следует понимать такой ввод/вывод, когда модули ввода/вывода размещаются непосредственно на том же шасси (плате), на котором размещен и модуль центрального процессора. Так как количество слотов в шасси ограничено (максимум 16-18 для некоторых контроллеров), то и количество локальных вводов/выводов может быть также ограничено. Преимущество локальных вводов/выводов заключается в том, что они имеют высокую скорость обновления данных. При всех прочих равных условиях, скорость обработки этих вводов/выводов очень высока. Эта характеристика особенно важна, когда речь идет о регулировании технологических параметров.

Для поддержки большего числа переменных фирмы-производители аппаратных средств снабдили свои системы возможностью *расширения* локального ввода/вывода. Шасси расширения с размещенными в них модулями ввода/вывода соединяются с шасси центрального процессора и между собой специализированным коротким кабелем и могут быть отнесены максимум на несколько метров от центрального процессора. Некоторые комплексы контроллеров способны поддерживать одно/два шасси расширения, другие - десять и более шасси с очень большим количеством модулей ввода/вывода.

Такая конфигурация, называемая централизованной, подразумевает, что центральный контроллер и стойки расширения размещены в одном помещении или одном шкафу управления.

В качестве примера централизованного расширения можно привести контроллеры Simatic S7-400 (рис. 13.7). В состав этих контроллеров входят интерфейсные модули (IM - Interface Module), предназначенные для организации связи между базовой стойкой и стойками расширения централизованной системы.

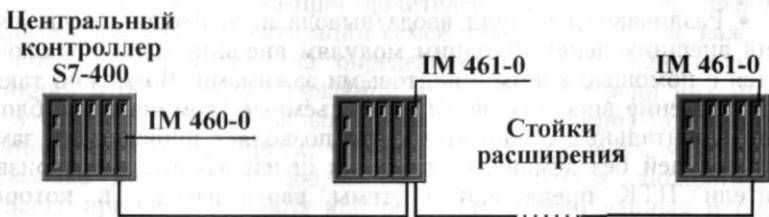


Рис. 13.7. Организация расширенного ввода/вывода контроллеров S7-400

Интерфейсный модуль IM 460-0 используется в качестве передатчика в системе централизованного расширения с удалением стоек расширения до 3 метров. Модуль устанавливается в центральном контроллере (до 6 модулей). Один IM 460-0 поддерживает до 4 стоек и работает в комплекте с приёмником IM 461-0, устанавливаемым в стойках расширения. В модуль IM 461-0 встроено два интерфейса: для подключения с помощью кабеля к предыдущему устройству и последующему. В последнем модуле IM 461-0 устанавливается терминатор (концевой резистор).

Процессорный модуль в стойки расширения не устанавливается.

Удалённый ввод/вывод применяется в тех случаях, когда объекты управления находятся на достаточно большом расстоянии от центрального процессора. Такой подход позволяет уменьшить стоимость линий связи за счет того, что модули ввода/вывода размещаются вблизи полевых устройств.

Фирмы-производители аппаратных средств автоматизации решают проблему удалённого ввода/вывода по-разному.

Поддержка удалённых вводов/выводов может осуществляться посредством модулей, называемых «удаленный ведущий» и «удаленный ведомый». Ведущий модуль располагается в локальном каркасе контроллера и соединяется кабелем с «удалённым ведомым», который находится в удалённом каркасе. Один ведущий модуль может поддерживать 32, 64, 125 ведомых. В свою очередь, некоторые процессоры могут поддерживать несколько ведущих модулей. Таким образом, системы управления, построенные по технологии удалённого ввода/вывода, способны обрабатывать многие тысячи параметров.



Рис. 13.8. Удаленный ввод/вывод Quantum с резервированием канала связи

Например, процессор контроллера Quantum обеспечивает управление локальным и удалённым (RIO-Remote Ю) вводом/выводом.

Для конфигурирования удаленного ввода/вывода в системе Quantum предусмотрены соответствующие модули (рис. 13.8):

- модуль головного канала RIO;
- модуль подканала RIO.

Модуль головного канала RIO устанавливается в ту же монтажную панель, что и модуль центрального процессора, управляющий системой ввода/вывода. Он используется для двусторонней передачи данных между центральным процессором и модулями подканалов RIO, установленных на удаленных панелях. Для подключения в сеть модуля головного RIO и одного или более модулей подканалов RIO (до 31) используется коаксиальный кабель. Скорость передачи данных по сети RIO - 1,5 Мбит/с, протяженность сети - до 5250 м.

В системе имеются модули удаленного ввода/вывода с одинарным и двоярным каналом:

- модули головного канала: одинарный 140 CRP 931 00, двоярный 140 CRP 932 00;
- модули подканала RIO: одинарный 140 CRA 931 00, двоярный 140 CRA 932 00.

Вариант схемы с двойным кабелем разработан для систем, требующих особой надежности. Диагностика кабеля и проверка его целостности проводятся автоматически на головном модуле и каждом из узлов. В случае обрыва кабеля система Quantum оповещает пользователя с помощью сигнального светодиода и внутренней программы проверки работоспособности, результаты работы которой доступны оператору.

13.5. КОММУНИКАЦИОННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ КОНТРОЛЛЕРОВ

Распределенная обработка информации в сложных системах управления, информационный обмен между компонентами системы и другие задачи обычно решаются с использованием информационно-вычислительных сетей.

Прежде чем перейти к рассмотрению типовых сетевых архитектур современных систем управления необходимо ввести несколько понятий.

ТОПОЛОГИЯ СЕТЕЙ

В локальных вычислительных сетях систем управления наиболее широко применяются четыре вида топологии: шина, кольцо, звезда, перевернутое дерево и их сочетание (рис. 13.9).

В шинной топологии узлы сети подключаются к одному каналу передачи данных. В кольцевой топологии каждый узел связан с двумя соседними, и информация передается от одного узла

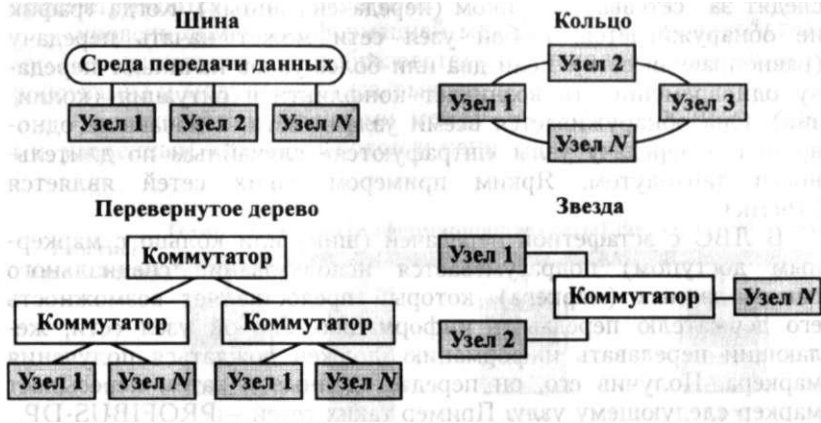


Рис. 13.9. Топология сетей

к другому по кольцу. В топологии «звезда» каждый узел осуществляет прямую связь с другими через активный коммутатор (лёгкость наращивания узлов сети, высокая надёжность центрального узла). Топология перевернутое дерево имеет разветвленную структуру, в которой объединяются несколько коммутаторов. Один из коммутаторов - центральный - составляет основу перевернутого дерева. Сверху (иерархия) к нему подключаются рабочие станции уровня ОПС. Остальные коммутаторы подключаются к центральному коммутатору снизу (ветви перевернутого дерева) и являются сегментами сети управления. Каждый сегмент может объединять в сеть несколько узлов (контроллеров).

СПОСОБЫ ДОСТУПА

По способу доступа узла к передающей среде ЛВС разделяются на сети:

- с командным доступом;

- со случайным доступом;
- с доступом на основе эстафетной передачи.

В командных ЛВС контроллер сети поочередно опрашивает все узлы сети и управляет пересылками информации между узлами. В качестве примера таких сетей (ведущий/ведомый, мастер/подчиненный) можно назвать следующие сети: MODBUS, PROFIBUS-DP, Interbus, ASI и др.

В ЛВС со случайным доступом все узлы сети непрерывно следят за сетевым трафиком (передачей данных). Когда трафик не обнаруживается, любой узел сети может начать передачу (равноправная сеть). Если два или более узлов начинают передачу одновременно, то возникает конфликтная ситуация (коллизия). Она обнаруживается всеми узлами сети, а начавшие одновременно передачу узлы «штрафуются» случайным по длительности тайм-аутом. Ярким примером таких сетей является Ethernet.

В ЛВС с эстафетной передачей (шина или кольцо с маркерным доступом) подразумевается использование специального пакета данных (маркера), который предоставляет возможность его держателю передавать информацию. Любой узел сети, желающий передать информацию, должен дождаться получения маркера. Получив его, он передает данные и затем пересылает маркер следующему узлу. Пример таких сетей - PROFIBUS-DP.

КАНАЛ

Термин канал (среда) передачи данных служит для описания физического пути между узлами сети. Обычно в качестве среды передачи данных используются:

- кабель из витых пар проводов;
- коаксиальный кабель;
- волоконно-оптический кабель;
- выделенные и коммутируемые телефонные линии;
- радиоканал;
- спутниковая связь.

СЕТЕВОЙ ПРОТОКОЛ

Для обеспечения безошибочности и максимального удобства передачи информации сетевые операции регулируются набором правил и соглашений, называемых сетевым протоколом. Сетевой протокол определяет типы разъёмов, кабелей, сигналы, форматы данных и способы проверки ошибок.

Сетевая архитектура современных систем управления строится, как правило, по смешанной топологии. Способы доступа, среда передачи данных и протоколы определяются требованиями, предъявляемыми к системе, и, следовательно, программно-техническими средствами, используемыми в конкретной системе управления.

На рис. 13.10 приведена схема одного из вариантов сетевой архитектуры системы управления: На схеме достаточно четко просматриваются три уровня сети:

- уровень обмена информацией между полевыми устройствами (измерительными преобразователями, исполнительными устройствами) и модулями ввода/вывода;
- уровень обмена данными между локальными контроллерами, удалённым вводом/выводом и концентратором данных;

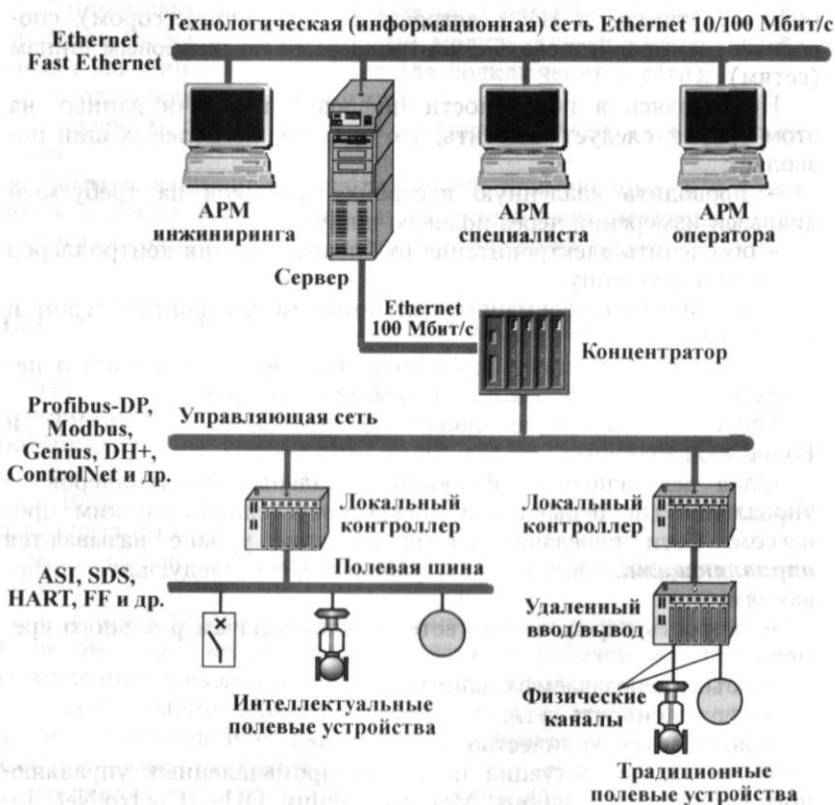


Рис. 13.10. Сетевая архитектура системы управления

- уровень обмена данными между концентратором, сервером и компьютерами АРМ операторов/диспетчеров и специалистов.

На нижнем уровне обмен информацией между полевыми устройствами и модулями ввода/вывода возможен двумя путями: традиционным способом по физическим каналам связи (проводная связь) и по цифровой полевой шине. Традиционный способ подразумевает передачу информации в виде сигналов напряжения или тока (например, 4...20 мА пропорционально измеряемому параметру - аналоговая информация) или в виде сигналов напряжения двух уровней (напряжение одного уровня - ноль, напряжение другого уровня - единица, дискретная информация).

В последние годы проявилась тенденция применения в системах управления технологий **сквозного сетевого доступа**: от компьютеров верхнего уровня до полевых устройств. При этом подразумевается применение интеллектуальных полевых устройств (датчиков и ИУ с встроенным микропроцессором), способных взаимодействовать с контроллерами по цифровым шинам (сетям).

Не вдаваясь в подробности цифровой передачи данных на этом уровне, следует отметить, что применение полевых шин позволяет:

- проводить удаленную настройку датчиков на требуемый диапазон измерения через полевую шину;
- обеспечить электропитание от блоков питания контроллеров через полевую шину;
- увеличить информационный поток между контроллером и приборами;
- при наличии самодиагностики передавать сообщения о неисправностях в приборах по полевой шине оператору.

Наиболее известные цифровые протоколы - HART и Foundation Fieldbus (FF).

Одна из основных функций локальных контроллеров - управление (непрерывное и дискретное) технологическим процессом. Сети передачи данных на этом уровне называются **управляющими**. Они должны удовлетворять следующим требованиям:

- скорость передачи, соответствующая задачам реального времени;
- объём передаваемых данных;
- протяжённость сети;
- допустимое количество узлов в сети.

Сегодняшняя ситуация на рынке промышленных управляющих сетей - это Profibus, Modbus, Genius, DH+, ControlNet, Industrial Ethernet и многие другие сети. Это сети уровня контрол-

леров и удаленного ввода/вывода. Каждая из них имеет свои особенности и области применения.

Устройства верхнего уровня (АРМы, серверы) на своём уровне обмениваются большими объемами информации. Время доставки информации не является доминирующим требованием к этой сети.

Сети, обеспечивающие информационный обмен на этом уровне, называют *технологическими* (информационными) сетями. Наиболее ярким представителем сетей этого уровня является Ethernet с протоколом TCP/IP.

К параметрам контроллеров, характеризующим их способность взаимодействовать с другими устройствами системы управления, относятся:

- количество и разнообразие портов в процессорных модулях для подключения к сетям;
- номенклатура интерфейсных модулей и интерфейсных процессоров (каждый интерфейсный модуль или процессор обеспечивает как минимум один порт для подключения к сети);
- поддерживаемые протоколы;
- скорость обмена данными по каналам связи и их протяженность.

Коммуникационные характеристики применяемых в нефтегазовой отрасли контроллеров и характеристика некоторых сетевых протоколов будут приведены в следующей главе.

13.6. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Информация об эксплуатационных характеристиках контроллеров не просто желательна, но и крайне необходима для разработчика системы управления. Далее кратко рассматриваются основные характеристики этой группы:

- Возможности резервирования сетей, контроллеров, модулей ввода/вывода и т.д.

К наиболее распространенным способам резервирования относятся:

- горячий резерв отдельных компонентов и/или контроллера в целом (при непрохождении теста в рабочем контроллере управление переходит ко второму контроллеру);

- троирование основных компонентов и/или контроллера в целом с голосованием по результатам обработки сигналов всеми контроллерами (мажоритарная выборка - голосование по 2 из 3), составляющими группу (за выходной сигнал принимается тот, который выдали большинство контроллеров группы, а контроллер, рассчитавший иной результат, объявляется неисправным);

- работа по принципу «пара и резерв». Параллельно работает пара контроллеров с голосованием результатов, а аналогичная пара находится в горячем резерве. При выявлении разности результатов работы первой пары управление переходит ко второй паре. Первая пара тестируется и, либо определяется наличие случайного сбоя и управление возвращается к первой паре, либо диагностируется неисправность и управление остается у второй пары.

На рис. 13.11 приведен пример горячего резервирования контроллеров Quantum. Для обеспечения резервирования два одинаково сконфигурированных контроллера Quantum связываются между собой через контроллеры горячего резерва (140 CHS 110 00), установленные в каждом из каркасов. Между циклами сканирования программы в центральном процессоре происходит передача данных из активного контроллера в резервный по оптоволоконной линии связи. Скорость обмена информацией между контроллерами равна 10 Мбит/с, а время переключения системы с основного контроллера на резервный - 13...48 мс.

Резервированная система проста в настройке и монтаже и обеспечивает непрерывное резервное управление в случае выхода из строя активного контроллера или прекращения подачи на него питания.

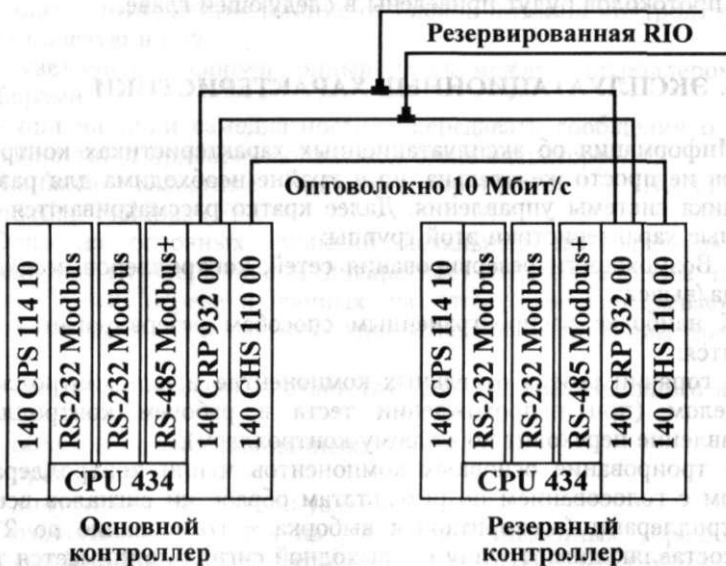


Рис. 13.11. Горячее резервирование контроллеров Quantum

Таким образом, система горячего резервирования семейства Modicon TSX Quantum обеспечивает высокую надежность при автоматизации процессов с высокими требованиями безопасности.

- Наличие встроенных аккумуляторов и батарей, обеспечивающих сохранность записанной в контроллерах информации при прекращении питания от сети.

- Условия эксплуатации:

- диапазоны температур и влажности окружающей среды;

- наибольшие вибрации и ударные нагрузки;

- допускаемые электрические и магнитные помехи и т.п.

Известно, что наиболее крупные российские месторождения нефти и газа находятся в Западной Сибири и на Крайнем Севере. При выборе программно-технических средств автоматизации объектов добычи таких месторождений на первый план могут быть выдвинуты требования их работоспособности в жёстких условиях эксплуатации (например, в широком диапазоне температур). С другой стороны, следует иметь в виду, что аппаратура, способная работать при очень низких минусовых температурах (до -40°C), имеет более высокую стоимость.

- Способы монтажа контроллеров и модулей ввода/вывода достаточно типизированы. Это и корзины с гнездами для различных модулей, и базовые платы с разъёмами под модули. Количество модулей, размещаемых в каркасе (корзине) или на базовой плате, может быть различным (от 3 до 18). Сконфигурированные в корзинах и на базовых платах контроллеры могут монтироваться на щитах, в шкафах, профильных рейках. Имеются ПТК, построенные по модульному принципу, в которых монтаж любых модулей (процессорных, ввода/вывода, коммуникационных и т.п.) производится непосредственно на профильной рейке.

- Габаритные размеры контроллеров и компонентов систем управления достаточно редко могут быть определяющими при выборе. Тем не менее, в описаниях программно-технических средств эта конструктивная характеристика находит своё отражение.

14.1. ТЕЛЕМЕХАНИЧЕСКИЕ КОНТРОЛЛЕРЫ ФИРМ BRISTOL BAWCOCK, CONTROL MICROSYSTEMS, MOTOROLA

Классифицировать контроллеры можно по различным признакам. В предыдущей главе была приведена классификация контроллеров по количеству поддерживаемых вводов/выводов. В этой главе предлагается другая классификация - по назначению. С этой точки зрения предлагается различать:

- телемеханические контроллеры, передающие сигналы на большие расстояния (десятки километров);
- общепромышленные контроллеры;
- встраиваемые контроллеры;
- противоаварийные контроллеры (резервированные, высоконадежные).

Все эти контроллеры нашли применение при автоматизации объектов нефтегазовой отрасли. Далее будет показано, что при автоматизации объектов добычи нефти и газа (кусты нефтяных и газовых скважин, промысловые нефте- и газопроводы) широкое применение нашли телемеханические контроллеры. Для автоматизации площадных объектов (ДНС, УПН, УКПГ и других) применяют контроллеры общепромышленного назначения.

Противоаварийные контроллеры - очень важный класс, и далее будет рассмотрена одна современная противоаварийная система.

Телемеханические контроллеры по определению предназначены для сбора и передачи информации на большие расстояния.

Контроллеры, способные функционировать без обогрева в условиях минусовых температур и предназначенные для автоматизации объектов, находящихся на больших расстояниях друг от друга и от пунктов управления, получили название RTU (Remote Terminal Unit - удаленное терминальное устройство). Эти устройства в качестве каналов связи используют телефонные линии или радиоканал. Оба эти канала требуют наличия модемов со стороны приёмника и передатчика и поэтому такие системы называют телемеханическими. В нефтегазовой отрасли RTU нашли применение при автоматизации таких объектов, как кусты добывающих нефтяных и газовых скважин, водонагнетательные скважины, кустовые насосные станции, газораспределительные станции, линейные объекты магистральных нефте-газопроводов и т.п.

Среди производителей этого класса контроллеров можно найти и отечественные, и зарубежные предприятия. Среди отечественных разработок выделяются система телемеханики «Магистраль-2» московской фирмы «Газприборавтоматика» и телемеханические контроллеры серии ЭЛСИ фирмы «ЭлеСи», г. Томск. Оба эти комплекса нашли широкое применение в автоматизации процессов транспорта нефти и газа. Наиболее яркими представителями этого класса контроллеров, нашедшими применение в добыче нефти и газа, являются контроллеры компаний Bristol Babcock, MOTOROLA и Control Microsystems.

Компания Bristol Babcock - известная американская компания по разработке и производству контроллеров для систем телемеханики.

В качестве контроллеров нижнего уровня при небольшом числе параметров компания предлагает технологические контроллеры RTU3305 и RTU3310, а при большом числе параметров - DPC 3330/3335 (Distributed Programmable Controller). Контроллеры имеют от трех до шести встроенных последовательных портов RS-232/RS-485 с возможностью подключения модема для выделенных линий или радиоканалов, а также модема для оптических линий связи.

Контроллер DPC 3330/3335 - интеллектуальный контроллер для управления распределенными технологическими процессами. Контроллер подходит и для применения в производствах с непрерывным циклом.

При использовании на верхнем уровне контроллер DPC 3330/3335 решает такие задачи, как:

- сбор данных с контроллеров нижнего уровня;
- автоматическое регулирование (до 12 контуров), включая каскадное регулирование, регулирование соотношения и т.п.;
- логическое управление (до 80 дискретных входов/выходов), включая пуск и остановку двигателей, управление последовательностью включения насосов, блокировки, аварийные переключения и т.п.;
- вычисление косвенных показателей: расхода, КПД и т.п.

Для применений с большим числом входных и выходных сигналов DPC 3330/3335 может поддерживать десять удаленных расширителей ввода/вывода RIO 3331 с общим количеством модулей ввода/вывода до 50. Каждый расширитель RIO 3331 может содержать до 10 модулей ввода/вывода. RIO 3331 подключается к контроллеру через порт RS-485, при этом не требуется дополнительного программного обеспечения.

DPC 3330/3335 может оснащаться периферийными устройствами, включая переносной компьютер, дисплей оператора, клавиатуру и принтер.

Контроллер DPC 3330/3335 имеет широкий набор модулей ввода/вывода, включая полный набор модулей для ввода/вывода стандартных сигналов (DI 8/16, DO 8/16, AI 4/8, AO 2/4) и может быть подключен к большинству измерительных систем.

Контроллер может работать автономно либо взаимодействовать с другими контроллерами в сети Network 3000 с распределенными контроллерами и интеллектуальными датчиками других производителей.

Характеристика контроллера:

- Процессор - 386 EX, 24 МГц, ОЗУ 512 Кб, Flash 512 Кб.
- Дополнительный математический сопроцессор.
- Батарея резервного питания ОЗУ.
- До четырёх последовательных портов RS-232/RS-485.
- Встроенный модем (выделенные, коммутируемые линии или оптоволоконный кабель).
- Два конструктивных исполнения для подсоединения 6 или 12 модулей ввода/вывода.
- Модуль интерфейса с радиосистемой.
- Расширитель ввода/вывода RIO 3331.
- Рабочая температура от -40 до +70 °С.

Контроллер имеет два последовательных порта в базовой конфигурации, четыре - дополнительных. При работе через порт RS-485 допускается подключение до 32 узлов.

На рис. 14.1 приведена обобщенная схема системы управления на базе контроллера DPC 3330. На схеме показана возможность применения контроллера на нижнем уровне АСУТП в качестве удаленного терминального устройства, взаимодействующего с верхним уровнем по радиоканалу или кабельной связи (коаксиал, оптоволокно). С другой стороны, контроллер может играть роль концентратора данных, взаимодействуя с локальными контроллерами по ЛВС.

Аббревиатура КП означает контролируемый пункт, TeleFlow и Teletrans - системы для измерения расхода.

Канадская компания Control Microsystems специализируется на разработке и производстве контроллеров для дистанционного контроля и управления. Основная номенклатура изделий компании - модульные контроллеры семейств **TeleSAFE Microl6** и **SCADAPack**. Кроме того, компания выпускает модули ввода/вывода серии 5000 и модемы. Все эти аппаратные средства адаптированы для построения систем телемеханики.

Одной из первых в России эти контроллеры начала применять компания ЛУКОЙЛ для автоматизации процессов добычи нефти.

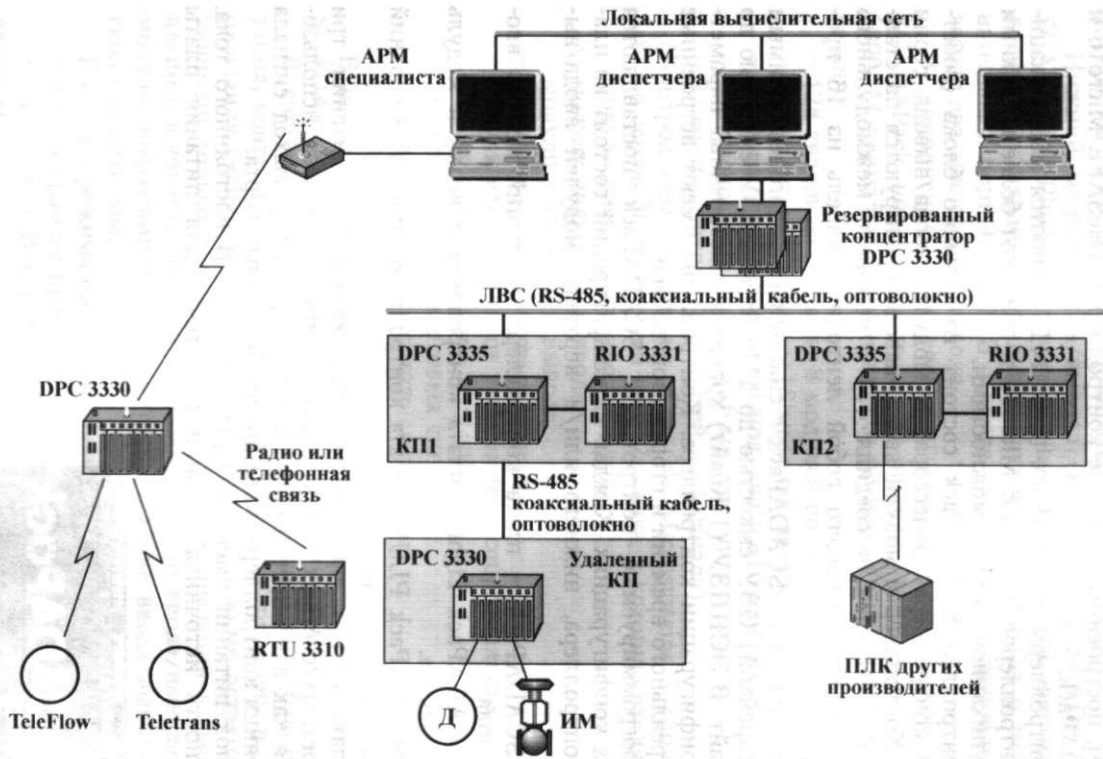


Рис. 14.1. Обобщенная архитектура системы управления на базе контроллера DPC 3330

Контроллеры TeleSAFE Micro16 и SCADAPack предназначены для работы в качестве удаленных терминальных устройств систем телеметрии с функциями местного управления и обработки данных работы в качестве концентраторов для удаленных систем, построенных на базе контроллеров TeleSAFE Micro 16 и SCADAPack.

Контроллеры SCADAPack (рис. 14.2) являются модификацией контроллеров TeleSAFE Micro16 и обладают более широкими коммуникационными возможностями.

Контроллер SCADAPack состоит из базового блока (собственно контроллера/процессора) и модулей ввода/вывода серии 5000. Контроллер и модули ввода/вывода монтируются на стандартной DIN-рейке и соединяются с помощью межмодульного кабеля, представляющего собой ленточный кабель из 16 проводов.

Контроллеры SCADAPack снабжены энергонезависимым (с батареей) ОЗУ ёмкостью до 1Мбайт и ГШЗУ ёмкостью до 2 Мбайт. В ЭСППЗУ (1 Кбайт) хранятся настроечные параметры конфигурации контроллера. Контроллеры имеют встроенные часы реального времени и сторожевой таймер.

Программируемые контроллеры SCADAPack поставляются в трех конфигурациях. Каждая из конфигураций состоит из платы контроллера, нижнего или/и верхнего модулей ввода/вывода:

- SCADAPack - плата контроллера и нижний модуль ввода/вывода.
- SCADAPack Light - плата контроллера и верхний модуль ввода/вывода.
- SCADAPack PLUS - плата контроллера, нижний и верхний модули ввода/вывода.

Плата контроллера содержит встроенный блок питания, три дискретных/счётных входа (один из которых может использоваться как вход прерывания платы контроллера), выход сигнала состояния контроллера и два последовательных порта.

Блок питания имеет выходы 5 В и 24 В постоянного тока. Мощность источника питания достаточна для питания платы

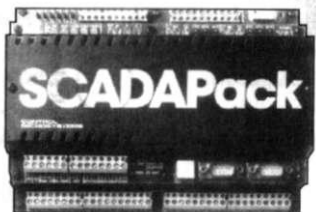


Рис. 14.2. Контроллер SCADAPack

контроллера, верхнего и нижнего модулей ввода/вывода и ограниченного числа модулей ввода/вывода серии 500.

Верхний модуль ввода/вывода (контроллеры SCADAPack Light и SCADAPack Plus) имеет пять аналоговых входов, два дискретных выхода и последовательный порт RS-232.

Нижний модуль ввода/вывода (контроллеры SCADAPack и SCADAPack Plus) имеет восемь аналоговых входов, шестнадцать дискретных входов, двенадцать дискретных выходов и последовательный порт RS-232. В модуле может быть установлено по заказу два аналоговых выхода.

В дополнение к встроенным входам/выходам контроллер SCADAPack поддерживает до 40 модулей ввода/вывода серии 5000. Максимальные возможности по вводу/выводу в любом сочетании:

- 128 аналоговых входов (8 модулей по 16 каналов);
- 64 аналоговых выходов (16 модулей по 4 канала);
- 256 дискретных входов (16 модулей по 16 каналов);
- 256 дискретных выходов (16 модулей по 16 каналов);
- 32 счетных входов (8 модулей по 4 канала).

Контроллеры компании Control Microsystems используют единую серию 5000 модулей ввода/вывода, в которую входят:

- модули дискретного ввода/вывода;
- модули дискретного ввода;
- модули дискретного вывода;
- модули ввода аналоговых сигналов;
- модули ввода сигналов термометров сопротивления;
- модули ввода сигналов термопар;
- модули вывода аналоговых сигналов;
- модуль высокоскоростного счетчика;
- модуль HART-интерфейса.

В последнее время выпускаются модификации контроллеров SCADAPack со встроенными радиостанциями.

В системах управления, требующих малого потребления питания, контроллеры SCADAPack могут быть переведены в режим ожидания («спящий» режим). В «спящем» режиме остаются активными только входы счетчиков, вход прерывания и часы реального времени. Верхний и нижний модули ввода/вывода и все модули, подсоединенные к внутренней шине ввода/вывода 5000 серии, отключены.

Во время режима ожидания происходит следующее:

- все программы прекращают выполнение;
- питание 5 В отключается от большинства цепей и шины ввода/вывода;
- питание 24 В не отключается, и продолжают работать вход прерывания, часы и сигнализация.

Контроллер SCADAPack входит в режим ожидания под управлением прикладной программы и выходит из режима ожидания при следующих условиях:

- при перезапуске контроллера, возникающей при отключении и подаче питания к контроллеру;
- при появлении сигнала от часов реального времени, определенного прикладной программой;
- при подаче сигнала на вход прерывания.

Для взаимодействия с другими устройствами системы управления контроллер SCADAPack имеет несколько последовательных коммуникационных портов (табл. 14.1).

Порт RS-232 позволяет подключать контроллеры к модемам (модем 5902 BELL 202) для работы по выделенным телефонным линиям, кабельным линиям и по радиоканалу.

Порт RS-485 позволяет подключать до 32 устройств. Максимальная рекомендуемая длина кабеля 1200 м (витая пара).

Интерфейсный модуль (шлюз) Ethernet модели 5905 преобразует последовательный интерфейс RS-232/RS-485 Modbus в Modbus/TCP сети Ethernet. Модуль 5905 представляет собой стандартный модуль серии 5000, который соединяется с системной шиной ввода/вывода, как часть единой системы. Монтаж модуля 5905 производится на DIN-рейке.

Модуль 5905 имеет три порта: RS-232, RS-485 и Ethernet.

Шлюз может быть применен в SCADA-системах, использующих стандартный протокол обмена Modbus. Порт RS-232 может быть использован для подключения телефонного или радиомодема (модель 5902). Порт RS-485 поддерживает до 32 устройств по кабелю протяженностью до 1200 м.

Обобщенная архитектура системы управления на базе контроллеров SCADAPack представлена на рис. 14.3. На схеме рабочая станция диспетчера подключена к сети Ethernet через встроенный порт компьютера. К сети Ethernet также подключен ведущий (мастер) контроллер SCADAPack через модуль/шлюз Ethernet 5905. Ведущий контроллер SCADAPack опрашивает сеть удаленных по сети RS-485 подчиненных (slaves) контроллеров SCADAPack.

Поддержка последовательного интерфейса RS-232 позволяет использовать модули 5905, как шлюзы между локальной сетью

Таблица 14.1

Контроллер	RS-232	RS-232/RS-485	Всего
TeleSAFE Micro16	1	1	2
SCADAPack Light	1 на плате + 1 на модуле	1 на плате	3
SCADAPack	1 на плате + 1 на модуле	1 на плате	3
SCADAPack Plus	1 на плате + 2 на модулях	1 на плате	4

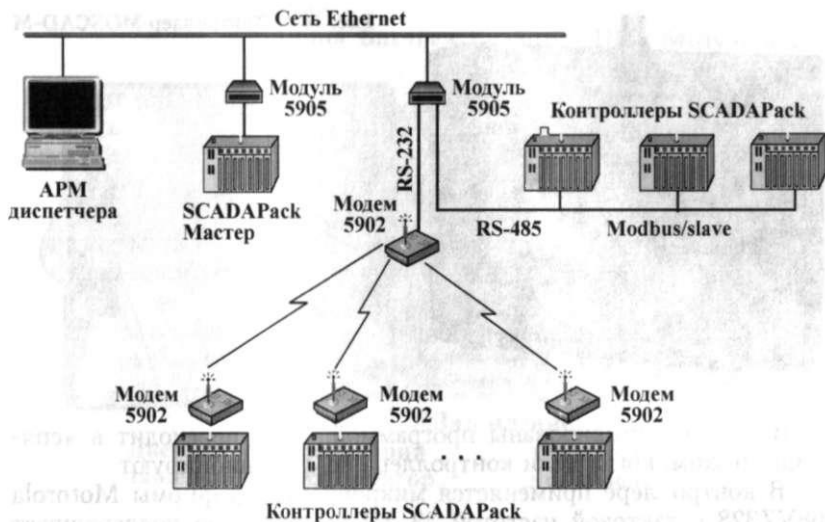


Рис. 14.3. Обобщенная архитектура системы управления на базе контроллеров SCADAPack

Ethernet и удалёнными контроллерами SCADAPack (через радиомодем модели 5902).

Условия эксплуатации контроллеров:

- температура - от -40 до $+70$ °С;
- влажность - 5-95 % без конденсации.

Производителем системы MOSCAD является транснациональная компания MOTOROLA - известный разработчик и производитель профессиональных систем связи, передачи данных, а также протоколов систем передачи информации.

Контроллеры MOSCAD предназначены, главным образом, для создания систем диспетчерского контроля и управления территориально распределенными объектами.

Семейство MOSCAD включает три типа контроллеров:

- MOSCAD-M - самый малый контроллер семейства одно-платной конструкции (рис. 14.4). Возможны две конфигурации (базовая/расширенная), отличающиеся количеством подключаемых вводов/выводов и их типом: 12/15DI, 8DO, 0/4 AI ($4...20$ мА, $0...5$ В), 0/1 АО ($4...20$ мА, $0...5$ В).

Питание MOSCAD-M осуществляется от источника постоянного тока 9-30 В. Имеется отсек для резервной батареи, которая обеспечивает питание контроллера при отсутствии сетевого напряжения. Контроллер может функционировать в режиме энергосбережения. Источник включен только тогда, когда элементы



контроллера активированы программой. RTU переходит в «спящий» режим, когда цепи контроллера не функционируют.

В контроллере применяется микропроцессор фирмы Motorola 68VZ328 с тактовой частотой 33 МГц. Процессор поддерживает 512 Кбайт оперативной и 1024 Кбайт Flash-памяти.

MOSCAD-M полностью совместим со всеми аппаратными средствами семейства MOSCAD. Он использует протокол связи MDLC (Motorola Data Link Communication) и может совместно работать с ними в составе единой системы управления.

Коммуникационные возможности:

- порт 1 - RS-485 или RS-232 (конфигурируется программно);
- порт 2 - RS-232;
- порт 3 - радиоканал.

Контроллер легко монтируется на стене, в шкафу или на DIN-рейке.

- MOSCAD-L - это малый («облегченный») контроллер системы MOSCAD (рис. 14.5). Основное применение контроллер находит в качестве удаленного терминального устройства. Контроллер имеет модульную конструкцию и включает блок питания, ЦПУ (центральный процессор) и три модуля ввода/вывода.

Резервная аккумуляторная батарея закреплена в конструктивно выделенном для нее месте и предназначена для обеспечения работы контроллера при пропадании сетевого напряжения. Зарядка батареи осуществляется автоматически при наличии напряжения в сети через модуль блока питания, к которому она подключена непосредственно кабелем.

Полностью заряженная батарея сохраняет работоспособным стандартный контроллер MOSCAD-L в течение 17 ч при температуре +25 °С.

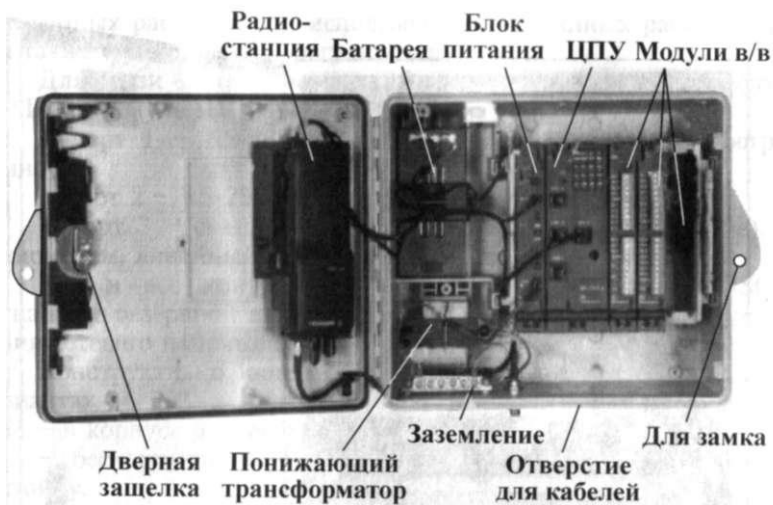


Рис. 14.5. Контроллер MOSCAD-L

Модуль центрального процессора (ЦПУ) осуществляет управление работой всего контроллера, включая модули ввода/вывода, и устанавливается в специально предназначенный для него слот рядом с модулем блока питания. Контроллером MOSCAD-L не поддерживается совместная работа нескольких ЦПУ (резервирование).

В ЦПУ применяется 32 разрядный микропроцессор фирмы Motorola 68LC302 с тактовой частотой 16,6 МГц. ЦПУ содержит 256 Кбайт оперативной и 1024 Кбайт Flash памяти.

В качестве модулей ввода/вывода могут быть использованы 6AI, 16DI, 8DO и комбинированный модуль Mixed I/O на 8DI, 2AI и 4DO. Максимальные возможности по вводу/выводу: AI - 18 (3x6), DI - 48 (3x16), DO 24 (3x8).

На передней панели ЦПУ расположены три порта. Порты предназначены для подключения контроллера к другим устройствам. Порт 1 может быть сконфигурирован RS-485 или RS-232, порт 2 - RS-232; в порт 3 может быть установлена одна из сменных интерфейсных плат (RS-232, проводной модем, радиомодем).

На ЦПУ расположена светодиодная матрица из 20 светодиодов, которая отражает состояние многих ключевых функций модуля.

Контроллер размещается в корпусе размером 380x380x210 мм.

- MOSCAD-RTU (рис. 14.6) - мощный контроллер, поддерживающий большое количество вводов/выводов (максимум 83 мо-

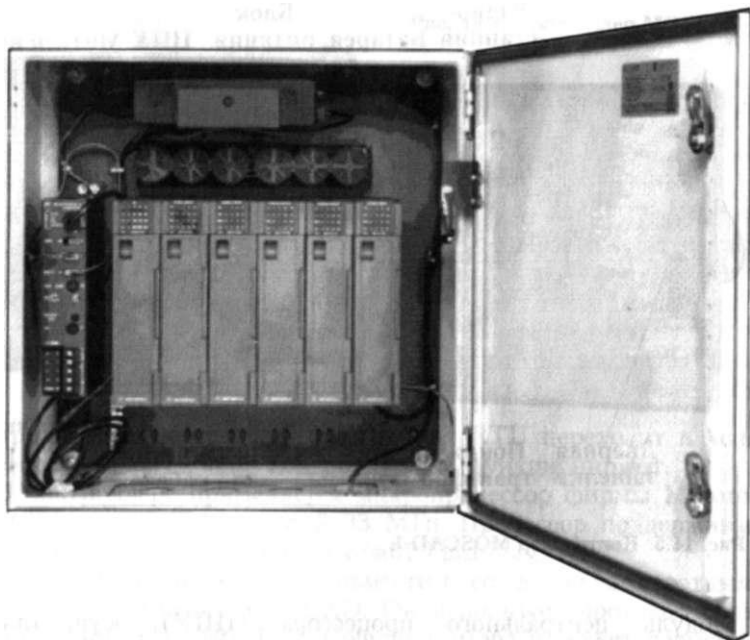


Рис. 14.6. Контроллер MOSCAD-RTU в корпусе на шесть модулей

дуля, т.е. более 1000 вводов/выводов - зависит от набора модулей).

Количество и состав модулей подбирается под конкретный объект. Основные модули для контроллера MOSCAD: 60DI, 16DI, 32DO, 16DO, 8DO, 8AI, 4AO, Mixed I/O.

ЦПУ контроллера выполнено на микропроцессоре Motorola 68302. Многозадачная ОС, математическое обеспечение пакетного связанного контроллера и пользовательская управляющая программа записываются во Flash-память (1 Мб). Текущая информация хранится в ОЗУ (до 1,2 Мб). При необходимости ЦПУ может быть доукомплектован математическим сопроцессором.

Вычислительные возможности контроллеров и использование различных модулей ввода/вывода позволяют не только принимать входную информацию и перерабатывать по определенным алгоритмам, но также выполнять функции контроля, управления и аварийной сигнализации состояния любого объекта. Для управления объектами могут использоваться алгоритмы практически любой сложности. В библиотеку функций входят специализированные функции для расчёта массовых расходов при использовании расходомеров скоростного напора, массовых и

объемных расходов при использовании турбинных расходомеров, а также функция ПИД-регулирования.

Для связи с внешними устройствами, в том числе и с другими RTU, в модуле ЦПУ имеются три порта:

- порт 1 - RS-485 или RS-232 (конфигурируется программно);

- порт 2 - RS-232;

- порт 3 - сменный интерфейс (выбирается при заказе): радиомодем, линейный модем, RS-232.

Как и все контроллеры семейства, контроллер MOSCAD снабжен резервной аккумуляторной батареей на случай отсутствия сетевого напряжения.

Конструктивно контроллер изготавливается в различных вариантах:

- в корпусе размером 500x500x210 мм (до 6 модулей);

- бескорпусный («рэковый») вариант для монтажа на 19" стойку.

Имеются стойки для размещения 15 модулей ввода/вывода, а также дополнительный стоечный модуль для получения общего количества в 83 модуля ввода/вывода.

Все контроллеры семейства имеют единую систему связи с протоколом обмена MDLC. Каждый контроллер - это ПЛК плюс полнофункциональный пакетный контроллер, способный осуществлять приём, передачу, буферизацию и маршрутизацию пакетов информации в сети MDLC. Протокол позволяет одновременный обмен Host (главный компьютер, контроллер) - RTU, RTU - Host, RTU - RTU.

Организация сбора информации в системе программируется разработчиком, используя следующие процедуры:

- циклический опрос из центра (устаревшая технология);

- по расписанию (например, каждые 5 мин);

- по событию - новая технология, позволяющая снизить нагрузку на каналы связи и ускорить доставку информации в системах с большим количеством контроллеров и сложной сетевой архитектурой;

- любой комбинации перечисленных методов.

Контроллеры могут использовать практически любые каналы связи: телефонные выделенные или коммутируемые линии, кабельные линии связи, витые пары, оптоволокно, радиоканал, УКВ.

Благодаря наличию в модуле ЦПУ трёх портов существует большое количество вариантов взаимодействия контроллеров семейства MOSCAD между собой и с верхним уровнем. Для расширения коммуникационных возможностей в системе предусмотрены дополнительные модемы:

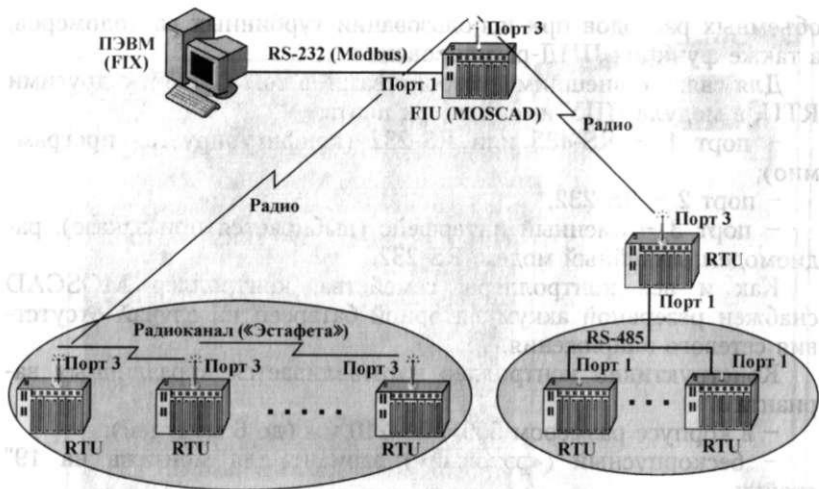


Рис. 14.7. Взаимодействие контроллеров со SCADA-сервером через коммуникационный процессор MCP-M по протоколу Modbus

- проводной модем (несколько модификаций);
- радиомодем MOSCAD 500.

Для связи контроллеров семейства MOSCAD со SCADA-компьютером предусмотрен интерфейсный контроллер, в качестве которого может использоваться обычный контроллер MOSCAD (называемый FIU - Field Interface Unit) с одним из специальных коммуникационных процессоров - MCP-M или MCP-T.

Коммуникационный процессор MCP-M передает информацию через порт RS-232 по протоколу Modbus. Этот протокол рекомендуется использовать для связи со SCADA-сервером в системах с небольшим количеством RTU (рис. 14.7).

Удаленные контроллеры могут взаимодействовать между собой как по проводному каналу (на рисунке внизу справа), так и по радиоканалу (внизу слева). На данной схеме использован доступ на основе эстафетной передачи (см. п. - Коммуникационные возможности контроллеров).

Коммуникационный процессор MCP-T (Motorola Communication Processor) предназначен для взаимодействия с локальной компьютерной сетью по протоколу TCP/IP. Применяется в системах с большим количеством RTU (большие потоки информации между FIU и SCADA-сервером).

Условия эксплуатации контроллеров:

- температура - от -40 до +70 °С;
- влажность - 5...95 % без конденсации.

14.2. ОБЩЕПРОМЫШЛЕННЫЕ КОНТРОЛЛЕРЫ ФИРМ ALLEN-BRADLEY, GE FANUC, SIEMENS

Самая широкая группа контроллеров в классификации по назначению - общепромышленные контроллеры. На мировом рынке средств и систем автоматизации представлены многие десятки и даже сотни фирм - производителей общепромышленных контроллеров (чего не скажешь о телемеханических контроллерах - здесь круг производителей гораздо уже).

Среди семейств общепромышленных контроллеров имеются и малые (сотни вводов/выводов), и средние контроллеры (тысячи поддерживаемых вводов/выводов), и крупные контроллеры, имеющие адресное пространство на десятки и сотни тысяч переменных.

Эти контроллеры предназначены для автоматизации промышленных объектов площадного типа. Расстояния от датчиков и исполнительных устройств до мест расположения контроллеров составляют десятки, сотни метров и даже километры.

Контроллеры размещаются в отапливаемых помещениях, где гарантирована плюсовая температура. Поэтому требования к общепромышленным контроллерам с точки зрения условий эксплуатации (температуры окружающей среды от 0 до 60...70 °С) гораздо мягче по сравнению с телемеханическими контроллерами.

Основной способ взаимодействия контроллеров с объектом, между собой и серверами и рабочими станциями - промышленные шины и сети кабельного типа (проводные, оптоволоконные).

Автоматизация промышленных объектов часто предполагает наряду с контролем, сигнализацией и дискретным управлением реализацию функций непрерывного управления (регулирования). В одних случаях регулирование предполагает стандартную (одноконтурную) стабилизацию технологических параметров. В других случаях требуется реализация более сложных алгоритмов управления.

Требования к общепромышленным контроллерам с точки зрения памяти, быстродействия, количества поддерживаемых вводов/выводов, интерфейсов могут быть самыми разными и определяются объектом автоматизации. Поэтому производители контроллеров выпускают семейства контроллеров различной мощности.

Как уже было сказано, список производителей контроллеров общепромышленного назначения огромен. Но обзор современных систем автоматизации, внедренных в последние годы в нефтегазовой отрасли, позволяет выявить отечественных и зарубежных производителей, прочно обосновавшихся на российском рынке

средств и систем автоматизации. Среди наиболее популярных зарубежных фирм - Allen-Bradley, GE Fanuc, Siemens..

Компания Allen-Bradley предлагает несколько семейств контроллеров: микроконтроллеры **MicroLogix**, малые логические контроллеры **SLC** (Small Logic Controller), контроллеры семейства **PLC** и мощные контроллеры **ControlLogix**.

MicroLogix (1000, 1200, 1500) - семейство самых малых контроллеров компании Allen-Bradley, выполненных в виде одномодульного конструктива и рекомендуемых для приложений, требующих несколько десятков точек ввода/вывода (рис. 14.8).

Выпускается большое количество моделей этого семейства, большинство из которых - чисто дискретного варианта (поддерживают только дискретный ввод/вывод). Имеются и модели со смешанным вводом/выводом.

Модульные контроллеры серии **SLC 500** предлагают дополнительную гибкость конфигурирования системы, более мощные процессоры и большую емкость ввода/вывода.

Наряду с локальным вводом/выводом контроллеры SLC поддерживают расширение ввода/вывода (до 3 шасси). Процессоры SLC 5/03 и SLC 5/04 могут полностью поддерживать 30 модулей ввода/вывода ($30 \times 32 = 960$ I/O).

Контроллеры семейства SLC имеют 4 различных размера шасси: на 4, 7, 10, 13 слотов.

Контроллеры семейства SLC могут взаимодействовать с сетями DH-485, DH+, Remote I/O, DeviceNet через встроенные порты и с помощью интерфейсных модулей. Все контроллеры семейства допускают также последовательную связь через интерфейс RS-232 (процессоры SLC 5/03 и SLC 5/04 - через собственный порт, процессоры SLC 5/01 и SLC 5/02 - через порт интерфейсных модулей).

PLC-5 - семейство модульных контроллеров средней мощно-

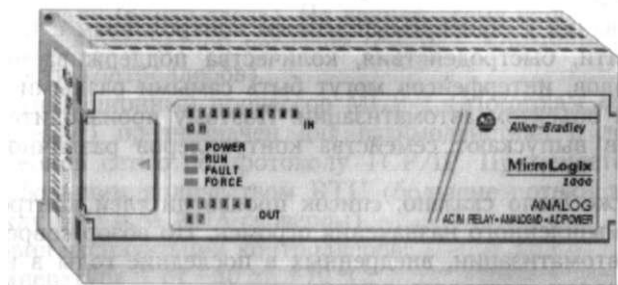


Рис. 14.8. Контроллер MicroLogix 1000

сти фирмы Allen-Bradley, имеющих 25 типов центральных процессоров.

Контроллеры PLC-5 поддерживают операции с плавающей запятой и расширенные математические функции (логарифмические, тригонометрические, статистические, экспоненциальные, функции квадратного корня). Контроллеры имеют встроенные управляющие программы (включая ПИД-регулирование), прерывания процессора управляются временем и событиями. Встроенный боковой разъём позволяет подключить модуль управляющего сопроцессора и модуль Ethernet.

Платформа контроллеров **ControlLogix** (рис. 14.9) представляет собой набор модулей, объединяемых с помощью шасси ввода/вывода.

Шасси снабжено высокоскоростной шиной для взаимодействия модулей между собой. Любой модуль может быть вставлен в любой слот шасси. В системе ControlLogix имеются шасси на 4, 7, 10, 13 и 17 модулей.

Контроллеры ControlLogix построены на базе микропроцессоров **Logix5555**, поддерживающих многозадачную операционную систему (32 задачи). Приоритет решения задач определяется программным кодом.

Процессоры Logix5555 снабжены модульной памятью пользователя (750 Кб, 1,5 Мб, 3,5 Мб и 7,5 Мб).

Контроллер способен управлять как локальными, так и удалёнными вводами/выводами. Локально контроллер поддерживает максимум 512 дискретных вводов/выводов или 256 аналоговых входов (или 96 аналоговых выходов). Эти цифры легко получить, воспользовавшись следующими данными. В системе ControlLogix используются модули семейства 1756. Максимальная ёмкость дискретного модуля ввода/вывода - 32, модуля аналогового ввода - 16, аналогового вывода - 6. А в одно шасси можно вставить максимум 16 модулей ввода/вывода (17-й модуль - процессорный).

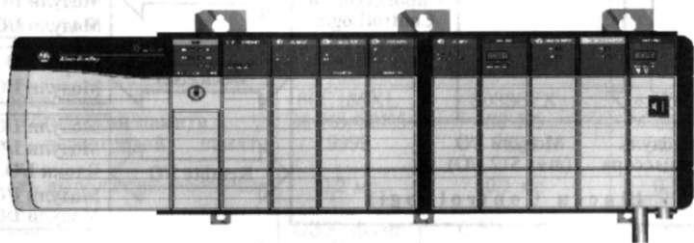


Рис. 14.9. Контроллер ControlLogix

В семействе 1756 имеются модули ввода/вывода различной плотности (до 32 каналов на модуль). Каждый модуль снабжен съёмным терминальным блоком, который позволяет производить замену модуля без отсоединения проводов. Кроме этого, контроллер ControlLogix поддерживает и другие семейства ввода/вывода Allen-Bradley (рис. 14.10).

Один процессор может поддерживать в сети до 250 удаленных шасси (4000 аналоговых и 128 000 дискретных сигналов ввода/вывода). На одном шасси может быть размещено несколько модулей процессора. Эти процессоры могут обмениваться информацией между собой через шасси. Кроме того, все эти процессоры, а также процессоры, размещённые на других шасси (сетевое применение) могут читать данные с любого модуля ввода системы и управлять любым модулем вывода.

Контроллер ControlLogix имеет лишь один встроенный порт - RS-232. Этот порт дает возможность контроллеру взаимодействовать с сетями DH-485, поддерживаемыми всеми контроллерами Allen-Bradley. Обмен данными по сетям Ethernet, ControlNet, DeviceNet и Remote I/O реализуется через коммуникационные модули:

- 1756 - ENET/ENBT - 1 порт, 10 Мбит/с (ENET) или 10/100 Мбит/с (ENBT);
- 1756 - CNB/CNBR - 1 порт, 5 Мбит/с;

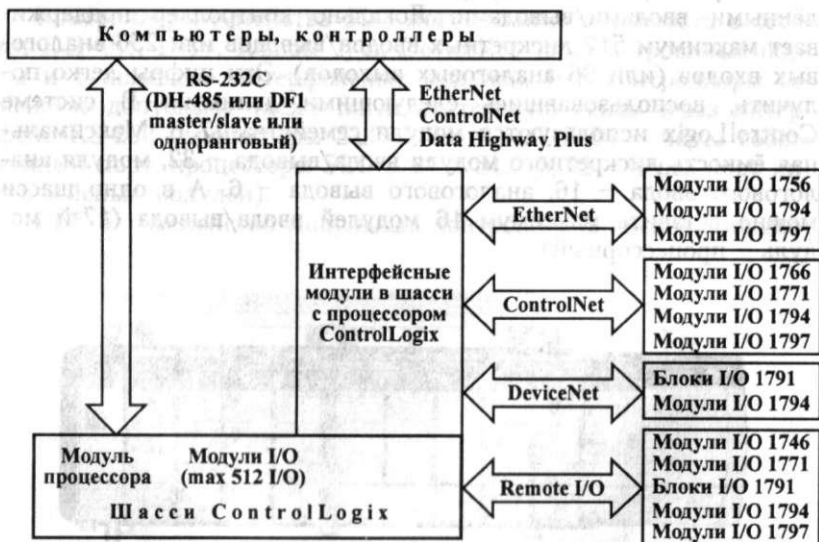


Рис. 14.10. Сети и поддерживаемый ввод/вывод контроллера ControlLogix

- 1756 - DNB - 1 порт: 125, 250, 500 Кбит/с (по выбору);
- 1756 - DHRIO - 2 порта (DH+ или Remote I/O), для DH+ - 57,6 Кбит/с, для Remote I/O - 57,6, 115, 230 Кбит/с.

Можно вставить несколько интерфейсных модулей в одно шасси, обеспечив сбор данных и управление устройствами, расположенными в сетях ControlNet, Ethernet/IP, Data Highway Plus (DH+) и DeviceNet.

Широкое применение в России нашли контроллеры и сетевые комплексы американской компании GE Fanuc. Наиболее популярными в последние годы были семейства контроллеров 90-30, 90-70 и VersaMax.

ПЛК серии 90-30 - это семейство контроллеров, специальных модулей и устройств ввода/вывода, адаптированных для различных применений (рис. 14.11). В семействе имеется большое количество моделей с различными процессорами. Более ранние модели имели достаточно слабую память и не поддерживали ПИД-регулирования. Последние модели (серии 360, 370) оборудованы быстродействующими процессорами. Характеристика процессоров ПЛК серии 90-30 приведена в табл. 14.2.



Рис. 14.11. Контроллер серии 90-30

ПЛК 90-30 поддерживают расширенный и удалённый ввод/вывод. Расширение ввода/вывода обеспечивается расширительными базовыми платами (без гнезда для процессора), устанавливаемыми на расстоянии не более 15 м от центрального процессора.

Для поддержания удалённого ввода/вывода компания GE Fanuc предлагает несколько решений.

- Одно из них - система удаленного ввода/вывода Genius. В её номенклатуру входят модули ввода/вывода аналоговых и дис-

Таблица 14.2

Процессоры	CPU340/341	CPU351/CPU352	CPU374
Тип процессора	80C188XL	80386EX	586
Объём логической памяти	32 Кб/80Кб	80 Кб	80 Кб
Объём регистровой памяти (слов)	9999	9999	9999
Скорость выполнения двоичных операций	0,2 мс	0,1 мс	0,1 мс
Тип памяти	ОЗУ, флэш	ОЗУ, флэш	ОЗУ, флэш
Операции с плавающей запятой	Нет	Нет/есть	Есть
Прерывания	Есть	Есть	Есть

кретных сигналов, сигналов от термопар и термометров сопротивления.

Конструктивно система Genius представляет собой сборку из двух составляющих - шасси и электронного блока. Клеммы для подключения сети Genius, проводов от датчиков, исполнительных устройств и питания входят в состав шасси (рис. 14.12). Коммуникационный процессор и система ввода/вывода образуют электронный блок. Такое решение позволяет, в случае необходимости, быстро заменить электронный блок без отсоединения кабелей.

Взаимодействие системы ввода/вывода Genius с центральным процессором осуществляется посредством контроллера шины Genius (Genius Bus Controller - GBC). Модуль GBC занимает одну ячейку контроллера и поддерживает до 32 устройств в локальной сети Genius. В состав одного ПЛК может быть включено несколько контроллеров шины GBC, каждый из которых поддерживает отдельный сегмент сети. Модуль GBC предоставляет возможность удаления устройств ввода/вывода на расстояние до 2300 м.

• Система распределенного ввода/вывода Field Control (рис. 14.13) имеет модульную конструкцию и состоит из блока интерфейса шины (Bus Interface Unit - BIU), блока полевых контактных устройств (шасси ввода/вывода) и модулей ввода/вывода. Блоки полевых контактных устройств могут устанавливаться на DIN-рейке или на панели. Один блок интерфейса шины может поддерживать до 8 модулей ввода/вывода, обеспечивая в сумме 128 точек (16x8).

В ПЛК серии 90-70 используется стандарт шины VME - общепринятый международный стандарт, который используют сотни фирм, производящих модули и платы (рис. 14.14).



Рис. 14.12. Шасси системы Genius

Рис. 14.13. Система Field Control

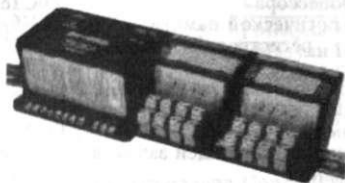
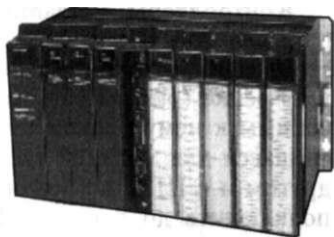


Рис. 14.14. Контроллер серии 90-70



Фирма GE Fanuc предлагает ряд стоек серии 90-70, которые можно использовать для размещения центральных процессоров, локальных и удаленных устройств ввода/вывода. Имеются стойки на 5, 9 и 17 ячеек.

Крайняя левая ячейка в каждой стойке резервируется для источника питания, а соседняя с ней - для центрального процессора. Во избежание установки в определенную ячейку не предназначенного для нее модуля предусматриваются механические ключи.

Центральный процессор (ЦПУ) построен на основе микропроцессоров Intel. Все модели имеют в своем составе числовой сопроцессор для повышения скорости исполнения дискретных функций. В состав некоторых моделей входит сопроцессор с плавающей запятой.

В семействе имеются модели, поддерживающие резервирование центрального процессора, а также тройное модульное резервирование (специализированные центральные процессоры).

Сеть Genius компании GE Fanuc предназначена для объединения в законченную систему контроллеров GE Fanuc серий 90-70, 90-30, VersaMax и удаленной периферии Genius и Field Control. Физически устройства объединяются в сеть экранированной витой парой. Сеть имеет топологию «шина», к которой может быть подключено до 32 устройств. Максимальная длина шины составляет 2,3 км при скорости обмена 38,4 Кбод. Максимальная скорость передачи данных 153,6 Кбод достигается при длине линии до 600 м.

Для включения в состав сети Genius операторской станции на основе персонального компьютера выпускаются сетевые платы. С их помощью реализуется доступ SCADA-системы Simplicity к переменным контроллера.

Непосредственное подключение устройств серии 90-30 и 90-70 к локальной сети Ethernet, позволяющей осуществлять программирование, мониторинг и связь, обеспечивается интерфейсными модулями и специализированным процессором Ethernet.

Контроллеры VersaMax используют для построения небольших (до 256 точек) локальных систем управления. Система состоит из блоков, не имеющих общего каркаса и монтируемых на DIN-рейке (рис. 14.15). Первый блок на рейке - ЦПУ с подключённым к нему блоком питания. Справа от ЦПУ устанавливаются шасси для модулей ввода/вывода, которые соединяются друг с другом и с ЦПУ встроенными разъёмами. К одному ЦПУ можно подключить до 8 шасси. В каждое шасси устанавливается один модуль ввода/вывода. В эти же шасси могут быть установлены и коммуникационные модули. Провода от датчиков и ИУ подключаются к клеммнику, входящему в состав шасси. Таким образом, имеется возможность замены модулей без отсоединения кабелей.

В системе VersaMax имеются станции удаленного ввода/вывода, которые могут управляться по сети Genius либо ЦПУ контроллера VersaMax, либо контроллерами серий 90-30 и 90-70. В этом случае в один из слотов управляющего контроллера устанавливается контроллер шины Genius GBC, а в станцию удаленного ввода/вывода VersaMax - коммуникационный модуль шины Genius (IC200GBI001).

Обобщенная структура системы управления на базе контроллеров GE Fanuc и удаленного ввода/вывода представлена на рис. 14.16.

В 2005 г. компания GE приступила к модернизации своих контроллеров семейств 90-70 и 90-30. На замену пришли современные контроллеры RX7i и RX3i, соответственно. Характеристика процессоров этих контроллеров приведена в табл. 14.3.

Контроллеры RX7i и RX3i совместимы со своими предыдущими версиями благодаря наличию специальных базовых плат для установки модулей семейств 90-30 и 90-70. Кроме этого, имеется возможность подключения к новым контроллерам базовых плат расширения семейств 90-30 и 90-70, соответственно.

Контроллеры RX3i поддерживают Ethernet посредством модуля интерфейса Ethernet (два порта 10BaseT/100BaseTX), устанавливаемого в стойку контроллера.

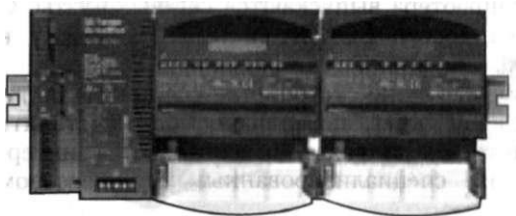


Рис. 14.15. Контроллер VersaMax

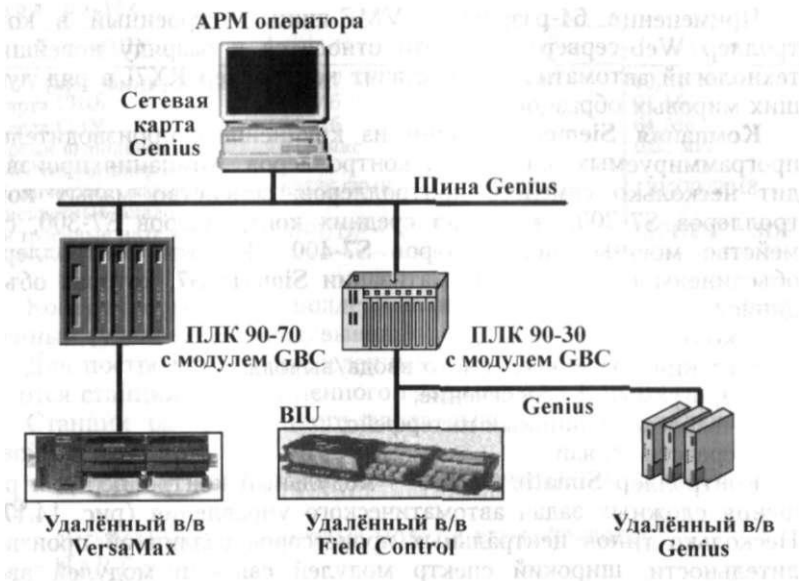


Рис. 14.16. Обобщённая структура системы управления

Таблица 14.3

Контроллер	RX31	RX71
Процессор	IC695CPU310	IC698CPE020
Тип процессора	Intel Celeron	Intel Pentium III
Память	ОЗУ до 10 Мбайт; э/н флэш 10 Мбайт	ОЗУ до 10 Мбайт; э/н флэш 10 Мбайт
Частота	300 МГц	700 МГц
Операции с плавающей запятой	Да	Да
ПИД-регулирование	Да	Да

Контроллеры RX71 поддерживают два типа интерфейсов Ethernet: встроенный и в виде модуля. Встроенный интерфейс Ethernet является неотъемлемой частью центрального процессора. Модуль интерфейса Ethernet устанавливают в гнездо стойки контроллера RX71 (возможна установка до трех модулей Ethernet). Каждый модуль Ethernet имеет два порта (10BaseT/100BaseTX).

Интерфейс Ethernet центрального процессора обеспечивает связь с **встроенным Web-сервером**. Web-сервер контроллера можно использовать для мониторинга состояния данных ПЛК в момент обращения к ним через браузер Internet Explorer (обновление данных происходит только после повторного обращения).

Применение 64-разрядной VME-шины, встроенный в контроллер Web-сервер - всё это относится к разряду новейших технологий автоматизации и ставит контроллер RX7i в ряд лучших мировых образцов.

Компания **Siemens** - один из крупнейших производителей программируемых логических контроллеров. Компания производит несколько семейств контроллеров: семейство малых контроллеров S7-200, семейство средних контроллеров S7-300, семейство мощных контроллеров S7-400. Все эти контроллеры объединены в систему автоматизации **Simatic S7**, которая объединяет:

- контроллеры;
- станции распределенного ввода/вывода;
- программное обеспечение;
- человеко-машинный интерфейс;
- средства связи.

Контроллер **Simatic S7-400** - модульный контроллер для решения сложных задач автоматического управления (рис. 14.17). Несколько типов центральных процессоров различной производительности, широкий спектр модулей связи и модулей ввода/вывода упрощают разработку систем автоматизации.

Основные компоненты Simatic S-400:

- Модули блоков питания.
- Модули центральных процессоров (ЦПУ). Некоторые из них имеют встроенный интерфейс. В стойке центрального контроллера можно разместить несколько модулей ЦПУ.
- Модули ввода/вывода.
- Коммуникационные процессоры для организации различных вариантов связи.
- Интерфейсные модули (ИМ - Interface Module) для соединения ЦПУ со стойками расширения.

Система S7-400 имеет несколько типов центральных процессоров. Характеристика некоторых центральных процессоров приведена в табл. 14.4.

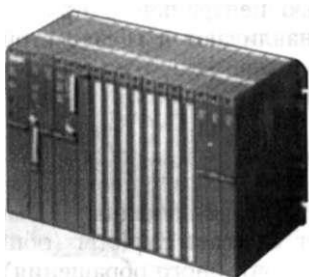


Рис. 14.17. Контроллер Simatic S7-400

Таблица 14.4

ЦПУ	414-3	416-3	417-4
ОЗУ (программы/данные)	0,7/0,7 Мб	2,8/2,8 Мб	10/10 Мб
Карта Flash	64 Мб	64 Мб	64 Мб
Карта ОЗУ	64 Мб	64 Мб	64 Мб
Время выполнения логической операции	0,06 мкс	0,04 мкс	0,03 мкс
Количество каналов в/в дискретных/аналоговых	65536/2048	131072/2048	131072/2048
Встроенные интерфейсы	MPI/DP + 2DP	MPI/DP + 2DP	MPI/DP + 3DP

Контроллеры S7-400 поддерживают расширенный и распределённый (удалённый) ввод/вывод.

Для построения распределённых систем ввода/вывода используются станции распределённого ввода/вывода ET-200.

Станции распределённого ввода/вывода ET-200 включают в свой состав:

- интерфейсный модуль для подключения к сети Profibus-DP;
- дискретные и аналоговые модули ввода/вывода;
- HART-модули.

Интерфейсные модули имеют два исполнения:

- с встроенным интерфейсом RS-485;
- с встроенным оптическим интерфейсом.

Модульная конструкция станции ET-200, широкий спектр модулей ввода/вывода и встроенный центральный процессор позволяют создавать мини-контроллеры, работающие автономно или под управлением ведущего сетевого устройства Profibus-DP. В этой сети станции ET-200 выполняют функции ведомого устройства. Результатом такой конфигурации является разгрузка центрального процессора ведущего контроллера и сети Profibus-DP.

На базе процессоров 414-4Н и 417-4Н можно построить резервированные системы повышенной надежности S7-400Н и S7-400F/FH.

S7-400FH - отказоустойчивая резервированная система, в которой возникновение отказов приводит к переводу функций управления с отказавшего на резервный контроллер без остановки производственного процесса.

Конфигурация на основе контроллера S7-400FH с полным резервированием всех компонентов включает в свой состав:

- 2 центральных процессора 414-4Н или 417-4Н;
- 2 линии Profibus-DP;
- 2 станции распределённого ввода/вывода ET-200 с двумя резервированными интерфейсными модулями в каждой для подключения к оптоволоконной сети;

- модули ввода/вывода для построения отказоустойчивых систем, обеспечивающие резервирование каналов ввода/вывода.

При отказе активного центрального процессора управление передается резервному процессору, производится переключение на резервную линию Profibus-DP, управление технологическим процессом не прерывается. Отказ станции распределенного ввода/вывода ET-200 сопровождается ее остановкой и включением в работу резервной станции.

Контроллеры S7-400 обладают широкими коммуникационными возможностями. Контроллеры этого семейства используют для организации связи:

- встроенный во все модули центральных процессоров MPI-интерфейс;
- интерфейс Profibus-DP, встроенный в большинство ЦПУ и используемый для построения систем со станциями ET-200;
- коммуникационные процессоры для подключения к сетям Profibus и Ethernet.

MPI- интерфейс решает следующие задачи:

- программирование контроллеров;
- взаимодействие со станциями оператора;
- допускает подключение до 32 сетевых станций (рабочие станции, контроллеры S7-400, S7-300).

Расстояние между соседними узлами MPI сети - до 50 м без повторителей, до 1100 м - с двумя повторителями, до 9100 м - с 10 повторителями, до 23 км - при волоконно-оптической линии.

Скорость передачи информации - до 12 Мбит/с.

По сети Profibus-DP контроллеры S7-400 могут быть связаны со следующими устройствами (через встроенный интерфейс или с помощью коммуникационных процессоров и интерфейсных модулей):

- с контроллерами S7-400, S7-300;
- с компьютерами, в том числе с рабочими станциями операторов;
- со станциями распределенного ввода/вывода ET-200;
- с техническими средствами других фирм-изготовителей.

Роль ведущего в сети Profibus-DP могут выполнять только контроллеры S7-400 и S7-300. Ранее уже было отмечено, что станции ET-200 в этой сети являются подчиненными (ведомыми).

На рис. 14.18 приведена упрощенная архитектура системы управления на базе контроллеров Siemens.

CP-443-1 и CP-343-1 - коммуникационные процессоры сети Ethernet 10/100 Мбит/с.

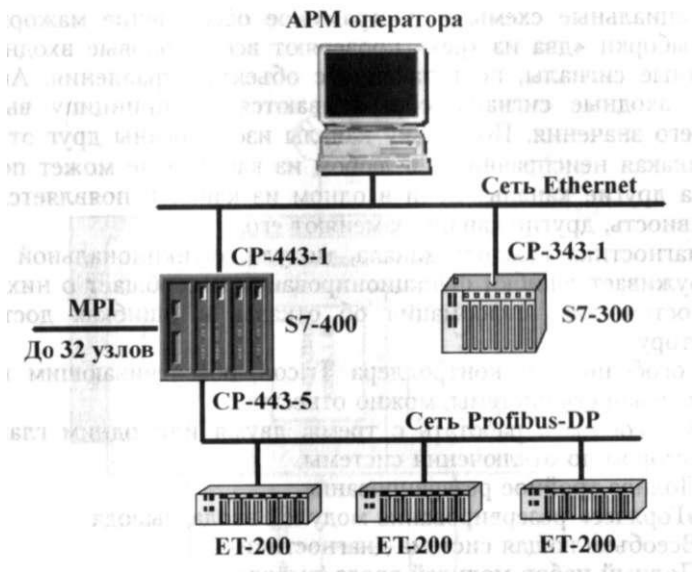


Рис. 14.18. Упрощенная архитектура системы с контроллерами Simatic S7

Коммуникационный процессор CP-443-5 обеспечивает контроллеру S7-400 функции ведущего в сети Profibus-DP.

14.3. ПРОТИВОАВАРИЙНЫЕ КОНТРОЛЛЕРЫ TRICON

Противоаварийная защита технологического оборудования - одна из важнейших функций АСУТП. Системы противоаварийной защиты (СПАЗ) в современных АСУТП являются одной из подсистем и функционируют независимо от системы управления.

Ярким примером противоаварийных контроллеров является контроллер Tricon. TRICON - это современная отказоустойчивая система управления, основанная на архитектуре с тройным модульным резервированием (Triple-Modular Redundant, TMR). На базе этих контроллеров построены системы противоаварийной защиты установок комплексной подготовки газа на Заполярном месторождении газа, компрессорных станции «Ставропольская» и «Краснодарская» газопровода «Голубой поток».

В контроллере Tricon используются три идентичных канала, каждый из которых независимо обрабатывает сигналы параллельно с двумя другими.

Специальные схемы и программное обеспечение мажоритарной выборки «два из трех» проверяют все цифровые входные и выходные сигналы, поступающие с объекта управления. Аналоговые входные сигналы обрабатываются по принципу выбора среднего значения. Поскольку каналы изолированы друг от друга, никакая неисправность в любом из каналов не может повлиять на другие каналы. Если в одном из каналов появляется неисправность, другие каналы заменяют его.

Диагностика каждого канала, модуля, функциональной цепи обнаруживает ошибки функционирования и сообщает о них. Вся диагностическая информация об отказах и ошибках доступна оператору.

К особенностям контроллера Tricon, обеспечивающим высокую надежность системы, можно отнести:

- Способность работать с тремя, двумя или одним главным процессором до отключения системы.
- Полное тройное резервирование.
- «Горячее» резервирование модулей ввода/вывода.
- Всеобъемлющая система диагностики.
- Полный набор модулей ввода/вывода.
- Дистанционный ввод/вывод на расстоянии до 12 км.
- Простая замена модулей в рабочем режиме.

ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ КОНТРОЛЛЕРА TRICON

Упрощенная блок-схема контроллера представлена на рис. 14.19. Модули ввода/вывода имеют три независимых канала А, В и С. Каждый канал входного модуля получает данные о параметрах технологического процесса и передает их на соответствующий главный процессор. В каждом главном процессоре имеется специальный коммуникационный процессор ввода/вывода, который управляет обменом данными между главным процессором и модулями ввода/вывода. Обмен информацией производится по тройной шине ввода/вывода, расположенной на задней панели шасси.

Все три главных процессора соединены между собой высокоскоростной шиной TriBus.

Входные данные от каждого канала собираются в таблицу в соответствующем главном процессоре и хранятся для использования при мажоритарной выборке.

На каждом цикле главные процессоры синхронизируются между собой и обмениваются таблицами данных через шину TriBus. Во время этого обмена происходит мажоритарная выборка. Если обнаружено несоответствие, преимущество имеет сиг-

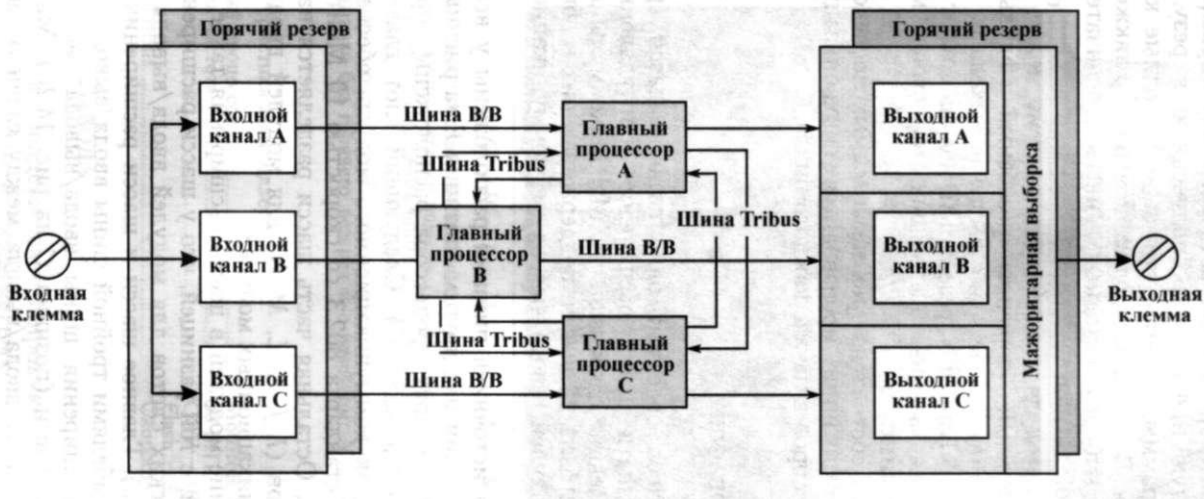


Рис. 14.19. Блок-схема контроллера Tricon

нал, одинаковый в двух из трех таблиц, а в третью таблицу вносятся соответствующее исправление.

Главные процессоры выполняют программу управления и посылают выходную информацию, полученную в результате выполнения программы, в соответствующие выходные каналы выходного модуля. В выходном модуле контроллер также проводит мажоритарную выборку выходных данных и окончательно формирует выходной сигнал.

Для каждого модуля ввода/вывода система может поддерживать дополнительный «горячий» резервный модуль, который включается в процесс управления в случае выхода из строя первичного модуля. «Горячий» резервный модуль может также использоваться для замены вышедших из строя модулей в оперативном режиме.

Шина TriBus состоит из трех независимых последовательных каналов. По этой шине производится синхронизация работы главных процессоров в начале каждого цикла.

КОМПОНОВКА ШАССИ

Система Tricon содержит одно главное шасси (рис. 14.20) и до четырнадцати шасси расширения или удаленных шасси расширения (Remote Expansion, RXM). Максимально в составе системы может быть 15 шасси, поддерживающих в общей сложности 118 модулей ввода/вывода и коммуникационных модулей.

Два модуля источника питания расположены у всех шасси с левой стороны, один над другим (позиция *F* на рисунке). В главном шасси три главных процессора расположены справа от модулей питания (позиция *G*). Следующий слот главного шасси предназначен для коммуникационного модуля, обеспечивающего связь по сети стандарта 802.3 со скоростью 10 Мбит/с (без резервирования). Остальная часть шасси разделяется на шесть логических слотов (*J*, *K*, *L*, *M*, *N*) для модулей ввода/вывода и других коммуникационных модулей.

Расположение модулей в шасси расширения такое же, как и в главном шасси, с той разницей, что у шасси расширения имеется восемь логических слотов для модулей ввода/вывода (нет модулей процессора). Главное шасси и шасси расширения соединены между собой кабелями тройной шины ввода/вывода. Шесть портов RS-485 расширения шины ввода/вывода расположены на задней панели шасси (позиция *C* на рис. 14.20). Максимальная длина кабеля шины ввода/вывода между главным шасси и последним шасси расширения обычно равна 30 м.

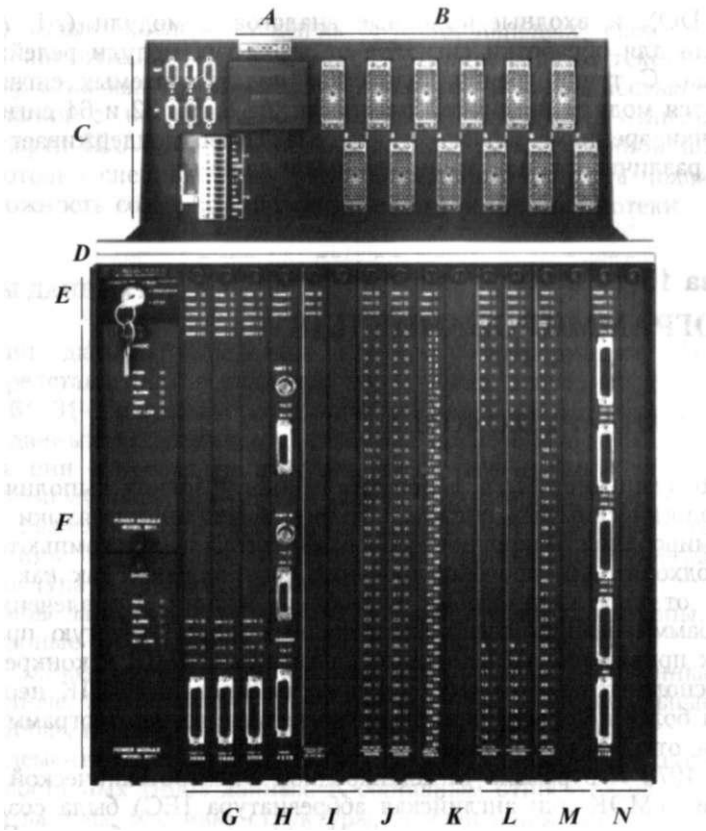


Рис. 14.20. Компоновка главного шасси контроллера Tricon:
 A - батареи резервного питания памяти; B - разъёмы для подключения полевых сигналов; C - порты расширения шины ввода/вывода; D - разъёмы для подключения цепей питания; E - ключ включения; F - дублированные модули питания; G - три главных процессора; Я - коммуникационный модуль; /, J, K, L, M - модули ввода/вывода без горячего резерва и с резервом; N - коммуникационный модуль

Характеристика контроллера

	Motorola MPC 860
	50 МГц
	ОЗУ - 16 Мб
	Flash - 6 Мб
Шина TriBus.....	Скорость 25 Мбит/с

МОДУЛИ ВВОДА/ВЫВОДА

Система Tricon поддерживает широкую номенклатуру модулей ввода/вывода. Это и входные/выходные цифровые модули

(DI, DO), и входные/выходные аналоговые модули (AI, AO), модули для обработки сигналов от термопар, модули релейного вывода. С точки зрения количества поддерживаемых сигналов имеются модули различной плотности: на 8, 16, 32 и 64 сигнала. С точки зрения безопасности система Tricon поддерживает модули различных типов: троированные и двойные.

Глава 15

ПРОГРАММИРОВАНИЕ ПЛК

15.1. СТАНДАРТ IEC 61131-3

Обслуживание ПЛК в промышленных условиях выполняется технологическим персоналом, поэтому общепринятые языки программирования микропроцессоров и персональных компьютеров не подходят для программирования контроллеров, так как требуют от персонала особых навыков и знаний. Привлечение к программированию специализированных фирм зачастую приводит к привязанности конечного пользователя ПЛК к конкретному исполнителю. Поэтому для программирования ПЛК необходимы более понятные, простые и наглядные языки программирования, открытые для общего использования.

В 1979 г. в рамках Международной Электротехнической Комиссии (МЭК или английская аббревиатура IEC) была создана специальная группа технических экспертов по проблемам ПЛК, включая аппаратные средства, монтаж, тестирование, документацию и связь. Результатом работы данной комиссии был выпуск в 1982 г. стандарта IEC 1131. Современная редакция стандарта (который с 1997 г. называется IEC 61131) включает 8 разделов:

1. Общая информация.
2. Требования к оборудованию и тестам.
3. Языки программирования.
4. Руководства пользователя.
5. Спецификация сообщений.
6. Полевые сети.
7. Программирование с нечеткой логикой.
8. Руководящие принципы применения и реализации языков ПЛК.

Раздел 3 данного стандарта (IEC 61131-3) регламентирует использование пяти стандартных языков программирования ПЛК: язык функциональных блоков (FBD), язык релейной логики

(LD), язык последовательных функциональных схем (SFC), язык инструкций (IL) и язык структурированного текста (ST). Выбор этих языков обусловлен простотой и наглядностью представления с их помощью алгоритмов управления. Внедрение стандарта IEC 61131 дало основу для создания единой школы подготовки специалистов. После появления стандарта появилась возможность создавать аппаратно-независимые библиотеки.

ТИПЫ ДАННЫХ

Тип данных определяет структуру информации, формат её представления и диапазон допустимых значений. В языках IEC 61131-3 используется строгая проверка на тип обрабатываемых данных. Операции над данными производятся только тогда, когда они относятся к одному определенному типу либо к совместимому типу, имеющему более широкий диапазон допустимых значений. Это обстоятельство требует предварительного описания переменных в библиотеке прикладной программы (процедура объявления переменных).

Типы данных в IEC 61131-3 разделяются на две группы: элементарные и составные.

К элементарным типам данных относятся: целочисленные переменные, логические (булевы) переменные, действительные переменные, переменные времени, строковые переменные.

Элементарные типы данных являются основой для построения составных типов данных. К составным относятся следующие типы данных: массивы, структуры, перечисления, массивы структур и др.

- **Логические переменные.** Данные переменные могут принимать только два значения False (Ложь или «О») или True (Правда или «1»). Эти переменные определяются ключевым словом **BOOL** и относятся к алгебре Буля. Для хранения значений логической переменной используется один бит.

- **Целочисленные переменные.** Приведем основные типы целочисленных данных:

BYTE - 8 бит;

WORD - 16 бит,

DWORD (Double WORD) - 32 бита;

LWORD (Long WORD) - 64 бита;

SINT (Small INT) - 8 бит, может принимать значения от -128 до 127;

INT - 16 бит, может принимать значения от -32768 до 32767;

DINT (Double INT) - 32 бита, может принимать значения от -2^{31} до $2^{31} - 1$;

LINT (Long INT) - 64 бита, может принимать значения от -2^{63} до $2^63 - 1$;

USINT (Unsigned Small INT) - 8 бит, может принимать значения от 0 до 255;

UINT (Unsigned INT) - 16 бит, может принимать значения от 0 до 65535;

UDINT (Unsigned Double INT) - 32 бита, может принимать значения от 0 до $2^{32} - 1$;

ULINT (Unsigned Long INT) - 64 бита, может принимать значения от 0 до $2^{64} - 1$.

- **Действительные переменные.** Данный тип переменных обозначается ключевым словом **REAL**, и представляется в виде действительных чисел в диапазоне от -10^{38} до 10^{38} . Переменная имеет 32-разрядный формат, в котором 23 разряда используется для обозначения мантиссы. Поддерживается также длинный формат действительной переменной, в котором действительное число представляется в виде 64-разрядного двоичного числа. Данный формат обозначается **LREAL** и может принимать значения в диапазоне от -10 до 10

- **Переменные времени.** Обозначаются словом **TIME** и используются для определения интервалов времени. Для хранения переменных времени отводится 4 байта.

- **Строковые переменные.** Используются для хранения текстовой информации и обозначаются ключевым словом **STRING**. Длина строки (количество используемых символов) задается при объявлении переменных. Поэтому объем памяти, в которой будет храниться строковая переменная, зависит от длины строки. Каждый символ занимает 1 байт памяти.

Рассмотренные элементарные типы данных могут объединяться в массивы, структуры, перечисления. Тем самым создаются составные типы данных. Отличительная особенность **массивов** информации заключается в том, что в них хранятся группа однотипных данных. В **структурах** же могут объединяться данные с разными типами представления. **Перечисления** определяют несколько последовательных значений переменных.

Данные, хранящиеся в памяти ПЛК, в процессе выполнения программы могут изменять свои значения, а могут оставаться неизменными. Неизменяемые данные получили название постоянные или константы. Их значения заносятся в память контроллера при программировании и могут изменяться только при редактировании программы и перепрограммировании ПЛК (недоступны для изменения оператором). Если же данные изменяют свои значения в процессе обработки информации, то такого рода информация получила название переменные или тэги. Рассмотрим подробнее основные типы переменных.

Переменные бывают:

- **Входные** - значения, считываемые со входов ПЛК. Входные переменные могут быть аналоговыми или дискретными.

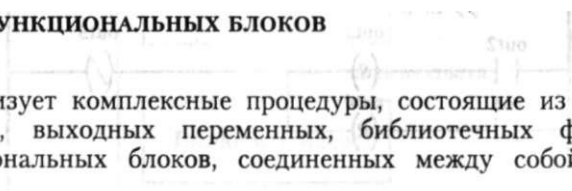
- **Выходные** - значения, передаваемые на выходы ПЛК. Выходные переменные могут быть аналоговыми или дискретными.

- **Внутренние** - переменные, необходимые для хранения некоторых промежуточных значений, задаваемых оператором или полученных в процессе обработки информации. В свою очередь, внутренние переменные подразделяются на аналоговые и дискретные, а также могут быть локальными (действующими в пределах одного ПЛК) или глобальными (доступными группе ПЛК).

Для каждой переменной необходимо указывать идентификатор (имя переменной) и тип данных. Имя переменной должно состоять из символов и цифр, при этом имя не должно начинаться с цифры и иметь пробелы. Для улучшения читаемости тэга в имени переменной вместо пробела допускается использовать символ «_» (два подряд символа «_» ставить нельзя). В различных программных продуктах для программирования ПЛК могут быть установлены ограничения на допустимое количество используемых символов в имени переменной. Приведём пример идентификаторов переменных: Input1, Inputl, _Inputl. Регистр написания символов в имени переменных не имеет значения, т.е. переменные INPUT1 и Input1 идентичны.

15.2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СТАНДАРТНЫХ ЯЗЫКОВ ПРОГРАММИРОВАНИЯ ПЛК

ЯЗЫК ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ БЛОКОВ



Реализует комплексные процедуры, состоящие из различных входных, выходных переменных, библиотечных функций и функциональных блоков, соединенных между собой линиями связи.

Пример программы на языке функциональных блоков (FBD) показан на рис. 15.1. Программа формирует булевый выходной сигнал Out_1, если произведение сигналов $In_1 \cdot In_2 \geq 1000$.



Рис. 15.1. Пример программы на языке FBD

ЯЗЫК РЕЛЕЙНОЙ ЛОГИКИ

Используется для описания логических выражений различного уровня сложности с помощью электромеханических элементов (реле и контактов).

Пример программы на языке релейной логики (LD) показан на рис. 15.2.

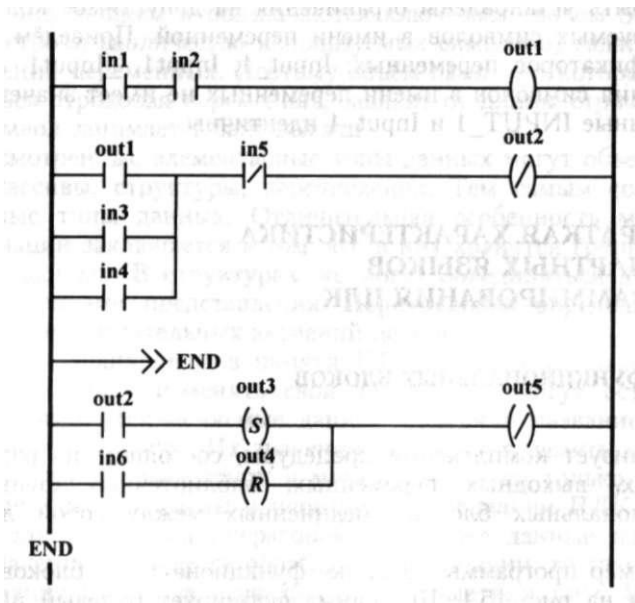


Рис. 15.2. Пример программы на языке LD

Для лучшего понимания языка LD следует пояснить, как работает пример программы, показанный на рис. 15.2. Первая строка программы реализует логическую операцию «И» двух дискретных сигналов in1 и in2, так как появление выходного сигнала out1 возможно только тогда, когда будут замкнуты оба нормально разомкнутых контакта in1 и in2. Вторая строка программы реализует сразу две операции «ИЛИ» (с помощью нормально разомкнутых контактов out1, in3 и in4) и «НЕ» с помощью нормально замкнутого контакта in5. Язык предусматривает также выполнение условных переходов между блоками программы (на рис. 15.2 показан переход по метке END:).

ЯЗЫК ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНЫХ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СХЕМ

Реализует последовательность процедурных шагов и условных переходов.

На каждом шаге выполняется конкретное действие, запрограммированное пользователем. Переход между шагами осуществляется после выполнения логических условий, назначенных данным условным переходом.

Пример программы на языке последовательных функциональных схем (SFC) показан на рис. 15.3.

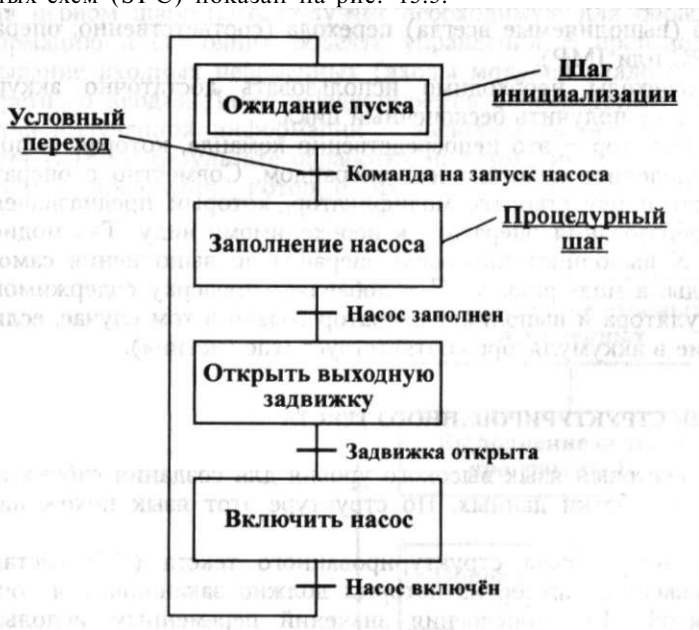


Рис. 15.3. Пример программы на языке SFC

ЯЗЫК ИНСТРУКЦИЙ

Текстовый язык низкого уровня. Принцип программирования, команды и структура записи команд такая же, как и у языков ассемблерного типа. Язык инструкций (IL) стандартизован и не зависит от используемой аппаратной платформы.

Каждая инструкция может содержать четыре поля, разделяемых пробелами или знаками табуляции.

Структура записи команд в языке инструкций выглядит следующим образом:

<Метка> : <Оператор> + <Модификатор> <Операнд>

<Комментарий>

Метка, модификатор и комментарий в строке инструкции не обязательны и указываются по необходимости. Оператор должен присутствовать в строке всегда, а операнд иногда может отсутствовать.

Метка - это символическое имя (адрес) некоторой области памяти, в которой хранится номер отмеченной меткой строки в списке команд. После метки обязательно ставится знак двоеточия. Совместно с метками используются команды условного (исполняемые при выполнении определенных условий) и безусловного (выполняемые всегда) перехода (соответственно, операторы JMPС или JMP).

Переходы необходимо использовать достаточно аккуратно, чтобы не получить бесконечный цикл.

Оператор - это непосредственно команда, которая выполняет определенное действие над операндом. Совместно с оператором может присутствовать модификатор, который предназначен для преобразования оператора к необходимому виду. Так модификатор N выполняет инверсию операнда до выполнения самой команды, а модификатор С - добавляет проверку содержимого аккумулятора и выполняет оператор только в том случае, если значение в аккумуляторе соответствует true (истина).

ЯЗЫК СТРУКТУРИРОВАННОГО ТЕКСТА

Текстовый язык высокого уровня для создания гибких процедур обработки данных. По структуре этот язык похож на Паскаль.

Основу языка структурированного текста (ST) составляют выражения, каждое из которых должно заканчиваться точкой с запятой. Для присвоения значений переменным используется оператор «:=».

Для описания математических выражений используются общепринятые символы: +, *, /, (,), <, <=, >=, > и др.

Порядок вычисления выражений такой же, как и в алгебре - действия выполняются слева направо. Сначала выполняются действия, заключенные в скобки, затем - операции умножения или деления, и только после этого - сложение или вычитание.

Для увеличения функциональных возможностей языка структурированного текста в нём предусмотрены операторы выбора (IF ... THEN ... ELSE ... ENDIF), операторы множественного выбора (CASE ... OF ... ELSE ... ENDCASE), операторы цикла (WHILE ... DO ... ENDWHILE, REPEAT ... UNTIL ... ENDREPEAT или FOR ... TO ... BY ... DO ... ENDFOR). Ниже приводятся правила использования данных операторов.

15.3. АЛГОРИТМ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОГРАММ В ПЛК

Выполнение программ в ПЛК осуществляется циклически, причем время выполнения одного цикла может быть фиксированным или асинхронным (новый цикл начинается сразу после окончания предыдущего цикла).

Алгоритм выполнения программы приведен на рис 15.4.

На первом шаге ПЛК получает необходимую для обработки информацию о состоянии объекта управления - производится считывание входных переменных (входы модулей аналогового и дискретного ввода). Далее осуществляется непосредственная обработка полученной информации - выполняется основная программа ПЛК. В результате обработки информации формируются команды управления, которые на следующем шаге переда-



Рис. 15.4. Алгоритм выполнения программы в ПЛК

ются на выходы контроллера - процедура обновления выходных переменных.

15.4. ИНСТРУМЕНТАЛЬНАЯ СРЕДА ПРОГРАММИРОВАНИЯ ISaGRAF

Традиционно все ведущие производители ПЛК разрабатывают собственные средства программирования и конфигурирования контроллеров, оптимизированные под конкретную аппаратную платформу. Однако мелкие и средние производители ПЛК зачастую не имеют возможности разрабатывать полнофункциональные инструментальные средства программирования. Это привело к появлению фирм, занятых исключительно разработкой инструментов программирования ПЛК. Одним из таких производителей является фирма CJ International создавшая программное обеспечение ISaGRAF.

НАЗНАЧЕНИЕ ИНСТРУМЕНТАЛЬНОЙ СРЕДЫ ПРОГРАММИРОВАНИЯ ISaGRAF

Инструментальная среда программирования ISaGRAF предназначена для программирования и конфигурирования ПЛК различных производителей (например, PEP Modular Computers, Motorola, ABB и др.).

СТРУКТУРА ИНСТРУМЕНТАЛЬНОЙ СРЕДЫ ПРОГРАММИРОВАНИЯ ISaGRAF

Условно инструментальная среда программирования ISaGRAF состоит из двух систем (рис. 15.5):

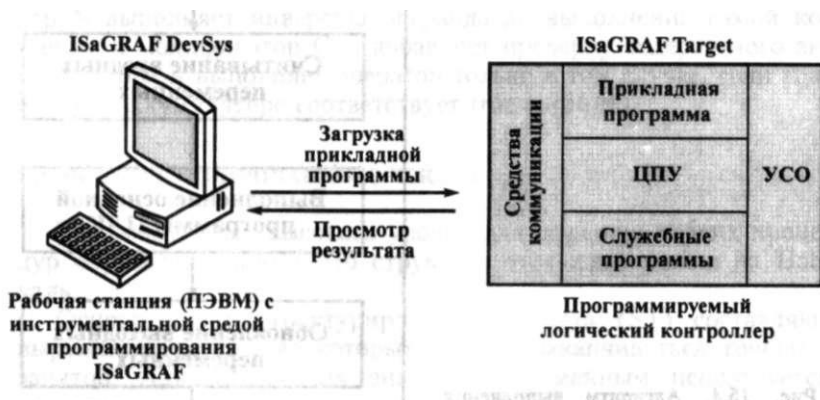


Рис. 15.5. Структура инструментальной среды программирования ISaGRAF

- система разработки проектов (ISaGRAF DevSys);
- система исполнения программ (ISaGRAF Target).

ОСОБЕННОСТИ ИНСТРУМЕНТАЛЬНОЙ СРЕДЫ ПРОГРАММИРОВАНИЯ ISaGRAF

В инструментальной системе программирования ISaGRAF предусмотрены следующие возможности:

1. Поддержка пяти стандартных языков программирования ПЛК, включая поддержку интерфейса со специализированными функциями (не включенными в стандартные библиотеки языков программирования ПЛК), написанными на языке ANSI C (требуется компилятор для соответствующей операционной системы).

2. Встроенный отладчик, обеспечивающий поддержку следующего набора функций:

- выполнение программы по шагам;
- изменение кода программы в процессе работы отладчика;
- трассировка рабочих переменных;
- интерактивная модификация значений переменных;
- запуск/останов отдельных программ, входящих в состав проекта ISaGRAF;
- изменение продолжительности цикла выполнения программы в процессе работы отладчика;
- эмуляция входных сигналов ПЛК и др.

3. Поддержка протокола Modbus (RTU, Slave).

4. Открытость системы для доступа извне к внутренним структурам данных проекта ISaGRAF (опция ISaGRAF Server).

5. Разработка собственных драйверов на модули ввода/вывода УСО.

6. Адаптация ядра ISaGRAF под любую аппаратно-программную платформу.

7. Набор драйверов для работы с контроллерами некоторых производителей аппаратных средств автоматизации технологических процессов (PEP Modular Computers, Motorola, ABB и др.).

8. Использование интерактивных редакторов для описания переменных, определений и конфигурации ввода/вывода.

9. Встроенные средства контроля за разработкой проектов, печати отчетов и документирования приложений.

В основе системы исполнения (ISaGRAF Target) лежит принцип синхронизации выполнения прикладной программы. Время выполнения прикладной программы (цикл) задается пользователем в процессе разработки программы. Минимальное время цикла определяется используемыми аппаратно-программными сред-

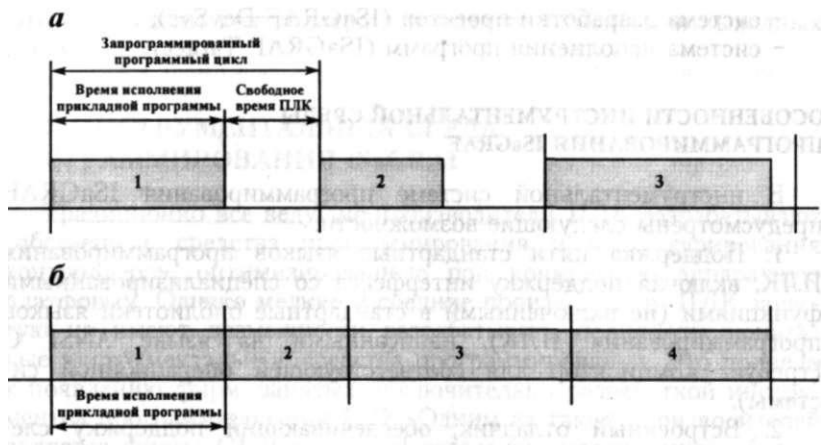


Рис. 15.6. Структура программного цикла с жёстким заданием времени исполнения прикладной программы (а) и без задания времени исполнения програм

ствами. Например, для ПЛК, работающих под управлением операционной системы MS-DOS, минимальный цикл составляет 55 мс, а для ПЛК, работающих под управлением операционной системы OS-9, минимальный цикл составляет 10 мс. Если время цикла установить равным нулю, то каждый следующий программный цикл будет обрабатываться сразу же по окончании обработки предыдущего программного цикла.

На рис. 15.6 показана временная диаграмма исполнения прикладных программ для случая жёстко запрограммированного времени цикла и случая, когда программный цикл не задается.

СТРУКТУРА ПРИКЛАДНЫХ ПРОГРАММ И ПРОГРАММНОГО ЦИКЛА В СРЕДЕ ПРОГРАММИРОВАНИЯ ISaGRAF

Структура прикладных программ в среде ISaGRAF включает 3 основные секции:

- BEGIN (начальная) - процедуры и программы, выполняемые в начале каждого цикла системы исполнения;
- SEQUENTIAL (последовательная) - процедуры и программы, подчиняющиеся динамическим правилам языка SFC;
- END (заключительная) - процедуры и программы, выполняемые в конце каждого цикла системы исполнения.

Программы начальной секции систематически выполняются в начале каждого цикла исполнения, а программы заключительной секции - в его конце, как показано на рис. 15.7. Шаги последо-

Рис. 15.7. Структура программного цикла в системе исполнения ISaGRAF Target



вательной секции выполняются в соответствии с правилами языка последовательных функциональных схем.

Программы начальной секции обычно формируют значения переменных, вычисляемых на основе входных данных, поступающих от модулей ввода. Сформированные в начальной секции переменные используются программами последовательной секции. Программы заключительной секции традиционно формируют переменные, обработанные в последовательной секции, перед передачей значений в модули вывода.

Программы последовательной секции должны быть написаны только на языке последовательных функциональных схем (SFC). Программы начальной и заключительной секций могут быть написаны на любом из пяти стандартных языков программирования ПЛК, кроме языка последовательных функциональных схем (SFC), т.е. на одном из следующих языков:

- язык функциональных блоков (FBD);
- язык релейной логики (LD);
- язык структурированного текста (ST);
- язык списка инструкций (IL).

16.1. ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ SCADA-СИСТЕМ

В типовой архитектуре современной системы управления (АСУТП) явно просматриваются два уровня (рис. 16.1):

- **уровень локальных контроллеров**, взаимодействующих с объектом управления посредством датчиков и исполнительных устройств;

- **уровень оперативного управления** технологическим процессом, основными компонентами которого являются серверы и рабочие станции операторов/диспетчеров.

В качестве локальных контроллеров могут использоваться ПЛК различных производителей. Основные типы контроллеров, применяемых в системах управления процессами добычи и подготовки нефти и газа, были рассмотрены ранее.

На верхнем уровне процесс сбора данных и управления строится с помощью человеко-машинного интерфейса (HMI - Human Machine Interface), установленного на рабочей станции (АРМ оператора).

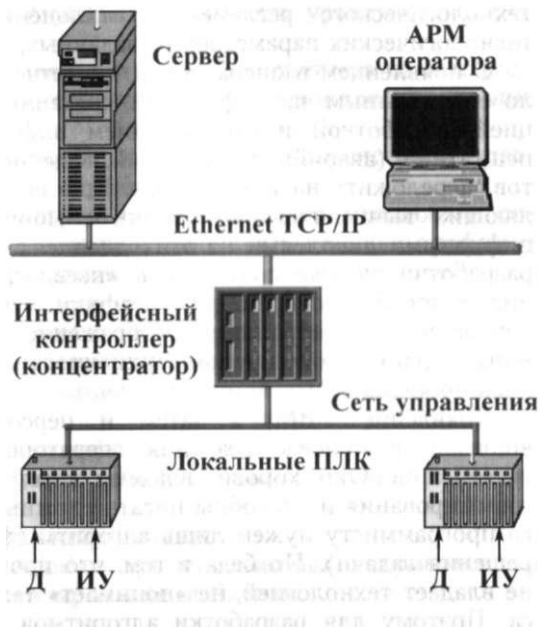
В зависимости от конкретной системы верхний уровень управления может быть реализован на базе одиночной рабочей станции или нескольких рабочих станций, серверов, АРМ специалистов и руководителей, объединённых в локальную сеть Ethernet.

Напомним функциональные обязанности операторов/диспетчеров. Это:

- регистрация значений основных технологических и хозяйственных параметров;
- анализ полученных данных и их сопоставление со сменно-суточными заданиями и календарными планами;
- учёт и регистрация причин нарушений хода технологического процесса;
- ведение журналов, составление оперативных рапортов, отчётов и других документов;
- предоставление данных о ходе технологического процесса и состоянии оборудования в вышестоящие службы и т.д.

Раньше в операторной (диспетчерской) находился щит управления (отсюда - щитовая). Для установок и технологических процессов с несколькими сотнями параметров контроля и регулирования длина щита могла достигать нескольких десятков метров, а количество приборов на них измерялось многими де-

Рис. 16.1. Архитектура АСУТП



сятками, а иногда и сотнями. Среди этих приборов были и показывающие (шкала и указатель), и самопишущие (кроме шкалы и указателя еще и диаграммная бумага с пером), и сигнализирующие. В определенное время оператор, обходя щит, записывал показания приборов в журнал. Так решалась задача **сбора и регистрации** информации.

В приборах, обслуживающих регулируемые параметры, имелись устройства для настройки задания регулятору и для перехода с автоматического режима управления на ручное (дистанционное). Здесь же, рядом с приборами, находились многочисленные кнопки, тумблеры и рубильники для включения и отключения различного технологического оборудования. Таким образом решались задачи **дистанционного управления** технологическими параметрами и оборудованием.

Над щитом управления (как правило, на стене) находилась мнемосхема технологического процесса с изображенными на ней технологическими аппаратами, материальными потоками и многочисленными лампами сигнализации зеленого, желтого и красного (аварийного) цвета. Эти лампы начинали мигать при возникновении нештатной ситуации. В особо опасных ситуациях предусматривалась возможность подачи звукового сигнала (сирена) для быстрого предупреждения всего оперативного персонала. Так решались задачи, связанные с **сигнализацией** нарушений

технологического регламента (отклонений текущих значений технологических параметров от заданных, отказа оборудования).

С появлением в операторной/диспетчерской компьютеров было естественным часть функций, связанных со сбором, регистрацией, обработкой и отображением информации, определением нештатных (аварийных) ситуаций, ведением документации, отчетов, переложить на компьютеры. Еще во времена первых управляющих вычислительных машин с монохромными алфавитно-цифровыми дисплеями на этих дисплеях усилиями энтузиастов-разработчиков уже создавались «псевдографические» изображения - прообраз современной графики. Уже тогда системы обеспечивали сбор, обработку, отображение информации, ввод команд и данных оператором, архивирование и протоколирование хода процесса.

Появление УВМ, а затем и персональных компьютеров вовлекло в процесс создания операторского интерфейса программистов. Они хорошо владеют компьютером, языками программирования и способны писать сложные программы. Для этого программисту нужен лишь алгоритм (формализованная схема решения задачи). Но беда в том, что программист, как правило, не владеет технологией, не «понимает» технологического процесса. Поэтому для разработки алгоритмов надо было привлекать специалистов-технологов, например, инженеров по автоматизации.

Выход из этой ситуации был найден в создании методов «программирования без реального программирования», доступных для понимания не только программисту, но и инженеру-технологу. В результате появились программные пакеты для создания интерфейса «человек-машина» (Man/Humain Machine Interface, MMI/HMI). За рубежом это программное обеспечение получило название SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition - супервизорное/диспетчерское управление и сбор данных), так как предназначалось оно для разработки и функциональной поддержки АРМов операторов/диспетчеров в АСУТП.

Оказалось, что большинство задач, стоящих перед создателями программного обеспечения верхнего уровня АСУ ТП различных отраслей промышленности, достаточно легко поддается унификации, потому что функции оператора/диспетчера практически любого производства достаточно унифицированы и легко поддаются формализации.

Таким образом, базовый набор функций SCADA-систем предопределен ролью этого программного обеспечения в системах управления (HMI) и реализован практически во всех пакетах. Это:

- сбор информации с устройств нижнего уровня (датчиков, контроллеров);
- приём и передача команд оператора^диспетчера на контроллеры и исполнительные устройства (дис^анционное управление объектами);
- сетевое взаимодействие с информационной системой предприятия (с вышестоящими службами);
- отображение параметров технологи^еского процесса и состояния оборудования с помощью мнемоСхеМ| таблиц, графиков и т.п. в удобной для восприятия форме;
- оповещение эксплуатационного персонала об аварийных ситуациях и событиях, связанных с контро.тИруемым технологическим процессом и функционированием г^рограммно-аппаратных средств АСУ ТП с регистрацией действий персонала в аварийных ситуациях.
- хранение полученной информации в Архивах;
- представление текущих и накопленц^IX (архивных) данных в виде графиков (тренды);
- вторичная обработка информации;
- формирование сводок и других ответных документов по созданным на этапе проектирования шаблонам.

16.2. АРХИТЕКТУРНОЕ ПОСТРОЕНИЕ SCADA-СИСТЕМ

На начальном этапе развития (80-е годы XX в.) каждый производитель микропроцессорных систем управления разрабатывал свою собственную SCADA-программу. Т^кие программы могли взаимодействовать только с узким кругом контроллеров, и по всем параметрам были закрытыми (отсутствие набора драйверов для работы с устройствами различных производителей и средств их создания, отсутствие стандартных механизмов взаимодействия с другими программными продуктами и т.д.)

С появлением концепции открытых систем (начало 90-х годов XX в.) программные средства для операторских станций становятся самостоятельным продуктом.

Одной из первых задач, поставленных перед разработчиками SCADA, стала задача организации многопользовательских систем управления, то есть систем, способны^ поддерживать достаточно большое количество АРМ пользователей (клиентов). В результате появилась *клиент-серверная* технология или архитектура.

Клиент-серверная архитектура характеризуется наличием двух взаимодействующих самостоятельных процессов - клиента и сервера, которые, в общем случае, могут выполняться на разных

компьютерах, обмениваясь данными по сети. По такой схеме могут быть построены и системы управления технологическими процессами (рис. 16.2).

Клиент-серверная архитектура предполагает, что вся информация о технологическом процессе от контроллеров собирается и обрабатывается на сервере ввода/вывода (сервер базы данных), к которому по сети подключаются АРМ клиентов (компьютеры операторов, специалистов).

Под станцией-сервером в этой архитектуре следует понимать компьютер со специальным программным обеспечением для сбора и хранения данных и последующей их передачи по каналам связи оперативному персоналу для контроля и управления технологическим процессом, а также всем заинтересованным специалистам и руководителям. По определению **сервер** является **поставщиком** информации, а **клиент** - её **потребителем**. Таким образом, рабочие станции операторов/диспетчеров, специалистов, руководителей являются станциями-клиентами. Обычно клиентом служит настольный ПК, выполняющий программное обеспечение конечного пользователя. ПО клиента - это любая прикладная программа или пакет, способные направлять запросы по сети серверу и обрабатывать получаемую в ответ информацию. Естественно, функции клиентских станций, а следовательно, и их программное обеспечение, различны и определяются функциями рабочего места, которое они обеспечивают.



Рис. 16.2. Клиент-серверная архитектура

Количество операторских станций, серверов ввода/вывода (серверов БД) определяется на стадии проектирования и зависит, прежде всего, от объёма перерабатываемой в системе информации. Для небольших систем управления функции сервера ввода/вывода и станции оператора (HMI) могут быть совмещены на одном компьютере.

В сетевых распределенных системах средствами SCADA/HMI стало возможным создавать станции (узлы) различного функционального назначения: станции операторов/диспетчеров, серверы с функциями HMI, «слепые» серверы (без функций HMI), станции мониторинга (только просмотр без прав на управление) для специалистов и руководителей и другие.

SCADA-программы имеют в своем составе два взаимозависимых модуля: Development (среда разработки проекта) и Runtime (среда исполнения). В целях снижения стоимости проекта эти модули могут устанавливаться на разные компьютеры. Например, станции оператора, как правило, являются узлами Runtime (или View) с полным набором функций человеко-машинного интерфейса. При этом хотя бы один компьютер в сети должен быть типа Development. На таких узлах проект разрабатывается, корректируется, а также может и исполняться. Программное обеспечение SCADA-серверов позволяет создавать полный проект системы управления, включая базу данных и HMI.

16.3. SCADA КАК ОТКРЫТАЯ СИСТЕМА

Распространение архитектуры «клиент-сервер» стало возможным благодаря развитию и широкому внедрению в практику концепции открытых систем. Главной причиной появления и развития концепции открытых систем явились **проблемы взаимодействия программно-аппаратных средств** в локальных компьютерных сетях. Решить эти проблемы можно было только путем международной стандартизации программных и аппаратных интерфейсов.

Концепция открытых систем предполагает свободное взаимодействие программных средств SCADA с программно-техническими средствами разных производителей. Это актуально, так как для современных систем автоматизации характерна высокая степень интеграции большого количества компонент. В системе автоматизации кроме объекта управления задействован целый комплекс программно-аппаратных средств: датчики и исполнительные устройства, контроллеры, серверы баз данных, рабочие станции операторов, АРМы специалистов и руководителей и т.д. (рис. 16.3). При этом в одной системе могут быть применены

АРМ специалистов и руководителей

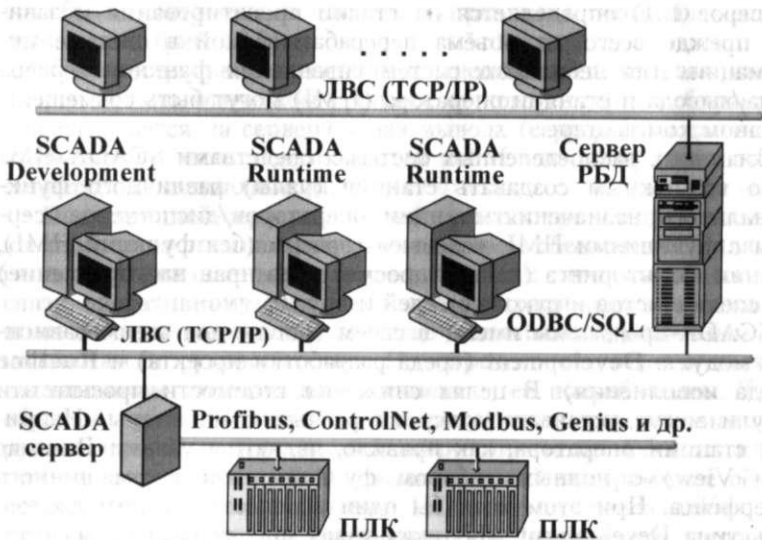


Рис. 16.3. SCADA как открытая система

программно-технические средства разных производителей. Очевидно, что для эффективного функционирования в этой разнородной среде SCADA-система должна обеспечивать высокий уровень сетевого взаимодействия.

Реализация этой задачи требует от SCADA-системы наличия типовых протоколов обмена с наиболее популярными промышленными сетями, такими, как Profibus, ControlNet, Modbus и другими.

С другой стороны, SCADA-системы должны поддерживать интерфейс и со стандартными информационными сетями (Ethernet, Fast Ethernet) с использованием стандартных протоколов (TCP/IP) для обмена данными с компонентами распределенной системы управления.

Практически любая SCADA-система имеет в своем составе базу данных реального времени и подсистему архивирования данных. Но подсистема архивирования не предназначена для длительного хранения больших массивов информации (месяцы и годы). Информация в ней периодически обновляется, иначе для нее просто не хватит места. Рассматриваемый здесь класс программного обеспечения (SCADA-системы) предназначен для обеспечения текущей и архивной информацией оперативного персонала, ответственного за непосредственное управление технологическим процессом.

Информация, отражающая хозяйственную деятельность предприятия (данные для составления материальных балансов установок, производств, предприятия в целом и т.п.), хранится в реляционных базах данных (РБД) типа Oracle, Sybase и т.д. В эти базы данных информация поставляется автоматизированным способом (посредством SCADA-систем). Таким образом, выдвигается еще одно требование к программному обеспечению SCADA - **наличие в их составе протоколов обмена с типовыми базами данных.**

Наиболее широко применимы два механизма обмена:

- ODBC (Open Data Base Connectivity - взаимодействие с открытыми базами данных) - международный стандарт, предполагающий обмен информацией с РБД посредством ODBC-драйверов. Как стандартный протокол компании Microsoft, ODBC поддерживается и наиболее распространенными приложениями Windows;

- SQL (Structured Query Language) - язык структурированных запросов.

Программное обеспечение SCADA должно взаимодействовать с контроллерами для обеспечения человеко-машинного интерфейса с системой управления. К контроллерам через модули ввода/вывода подключены датчики технологических параметров и исполнительные устройства.

Информация с датчика записывается в регистр контроллера. Для её передачи в базу данных SCADA-сервера необходима специальная программа, называемая драйвером. Драйвер, установленный на сервере, обеспечивает обмен данными с контроллером по сетевому протоколу (Profibus, Modbus и др.). После приема SCADA-сервером сигнал попадает в базу данных, где производится его обработка и хранение. Для отображения значения сигнала на мониторе рабочей станции оператора информация с сервера должна быть передана по сети клиентскому компьютеру, и только после этого оператор получит информацию, отображенную на экране изменением значения, цвета, размера, положения и т.п. соответствующего объекта операторского интерфейса.

Большое количество контроллеров с разными программно-аппаратными платформами и постоянное увеличение их числа заставляло разработчиков включать в состав SCADA-системы большое количество готовых драйверов (до нескольких сотен) и инструментарий для разработки собственных драйверов к новым или нестандартным устройствам нижнего уровня.

Для взаимодействия драйверов ввода/вывода и SCADA до недавнего времени использовались два механизма:

- DDE (Dynamic Data Exchange - динамический обмен данными);

- обмен по собственным (известным только фирме-разработчику) протоколам.

Взамен DDE компания Microsoft предложила более эффективное и надежное средство передачи данных между процессами - OLE (см. далее). А вскоре на базе OLE появился новый стандарт OPC, ориентированный на рынок промышленной автоматизации.

OPC - это аббревиатура от OLE for Process Control (OLE для управления процессами). Технология OPC основана на разработанной компанией Microsoft технологии OLE (Object Linking and Embedding - встраивание и связывание объектов).

OPC представляет собой коммуникационный стандарт, поддерживающий взаимодействие между полевыми устройствами, контроллерами и приложениями разных производителей.

OPC-взаимодействие основано на клиент-серверной архитектуре. **OPC-клиент** (например, **SCADA**), вызывая определенные функции объекта **OPC-сервера**, подписывается на получение определенных данных с определенной частотой. В свою очередь, **OPC-сервер**, опросив физическое устройство, вызывает известные функции клиента, уведомляя его о получении данных и передавая сами данные.

Более популярно изложить идею технологии OPC можно на примере стандартов на шины для персонального компьютера (ПК). К шине ПК можно подключать широкий класс устройств, производимых целым рядом компаний, и все они будут иметь возможность взаимодействовать друг с другом, поскольку используют одну и ту же **стандартную** шину. Также и унифицированный интерфейс OPC позволяет различным программным модулям, производимым самими различными компаниями, взаимодействовать друг с другом.

OPC-интерфейс допускает различные варианты обмена: с физическими устройствами, с распределенными сетевыми системами управления и с любыми приложениями (рис. 16.4). На рынке имеются и инструментальные пакеты для написания OPC-компонентов.

ActiveX - это новая технология Microsoft. Стандарт ActiveX позволяет программным компонентам взаимодействовать друг с другом по сети независимо от языка программирования, на котором они написаны.

Технология ActiveX включает в себя клиентскую и серверную части.

Серверная часть технологии ActiveX реализована с помощью Microsoft **Internet Information Server (IIS)**.

Клиентская технология ActiveX реализуется на машинеклиенте с помощью библиотек, поставляемых вместе с Microsoft

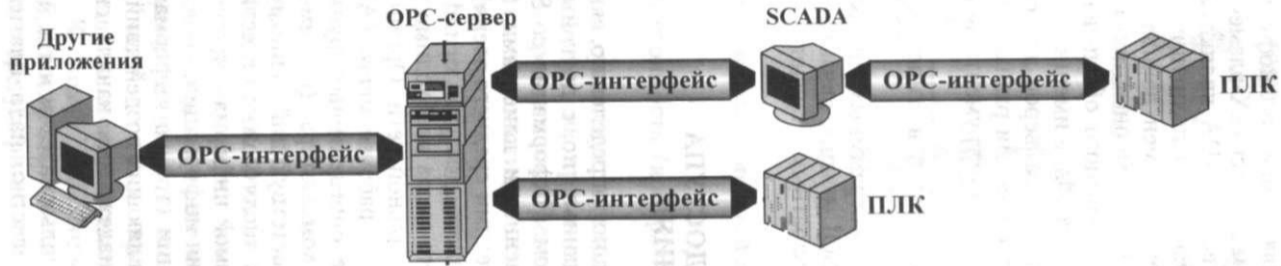


Рис. 16.4. Обмен информацией по OPC-протоколу

Internet Explorer, являющимся полнофункциональным \Уев-браузером и контейнером для ActiveX-элементов.

Сейчас практически все SCADA являются контейнерами для ActiveX-объектов. В режиме исполнения ActiveX-компоненты поддерживают динамический обмен данными с другими сетевыми программно-аппаратными компонентами по OPC-интерфейсу.

Итак, открытость программного обеспечения SCADA обеспечивается целым рядом факторов, а именно:

- наличием специальных драйверов для связи SCADA с наиболее популярными контроллерами разных фирм;
- наличием специальных инструментальных средств для создания новых драйверов;
- возможностью их работы в типовых операционных системах;
- наличием типовых программных интерфейсов (DDE, OLE, OPC, ActiveX, ODBC, SQL и др.), связывающих ПО SCADA с другими программно-аппаратными средствами системы управления, включая и СУБД.

16.4. ОРГАНИЗАЦИЯ ДОСТУПА К SCADA-ПРИЛОЖЕНИЯМ

SCADA-приложения, по определению, являются потребителями технологических данных, но, с другой стороны, они должны быть и их источником. Информация со SCADA-приложений потребляется многочисленными клиентами (прежде всего, специалистами и руководителями среднего звена).

Для автоматизированного доступа к информации реального времени с любого рабочего места необходимо установить компьютер, подключенный к локальной сети. Организованное таким образом автоматизированное рабочее место (АРМ) предназначено для реализации вполне определенных функций. Поэтому программное обеспечение компьютера (системное и прикладное) должно обеспечить соответствующий данному АРМ набор пользовательских услуг. К их числу можно отнести:

- объём предоставляемой информации;
- форма представления информации;
- реализуемые функции (только информационные или с возможностью выдачи управляющих воздействий);
- протяженность и надежность канала связи «источник-потребитель»;
- простота освоения пользователем и т.д.

Но за услуги, как известно, надо платить. Поэтому весьма существенным критерием при организации клиентского узла

Клиентские узлы - АРМы

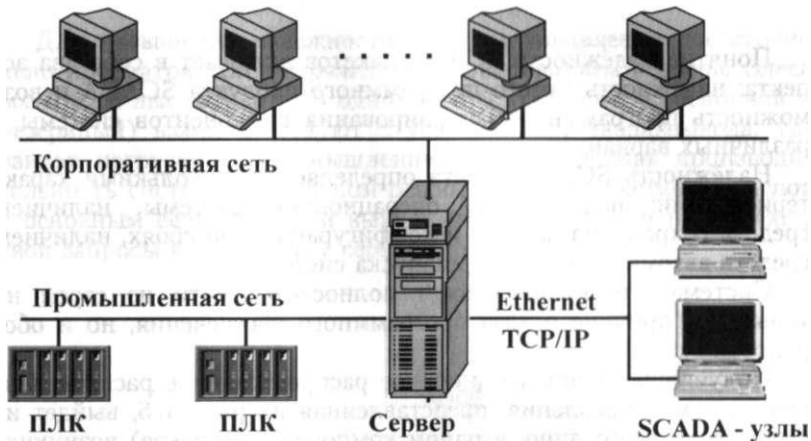


Рис. 16.5. Клиенты в локальной вычислительной сети

(АРМ) является его стоимость (аппаратное и программное обеспечение).

В настоящее время существует несколько решений поставленной задачи, базирующихся на применении различных технологий. Но и стоимость предлагаемых решений тоже различна. Отсюда и появились такие понятия, как «бедные/богатые и тонкие/толстые клиенты».

Самыми простыми и распространенными клиентскими приложениями в настоящее время являются клиенты в локальной сети (рис. 16.5).

Такие клиентские приложения в SCADA-системах традиционно объединяются с серверными приложениями протоколами локальных сетей. Часто таким протоколом является TCP/IP.

Большинство современных SCADA-пакетов работает на платформах Windows 2000/NT/XP. Отсюда следует, что для организации АРМ потребуется компьютер достаточно хорошей конфигурации и лицензионное программное обеспечение SCADA. Когда речь идет об организации большого количества автоматизированных рабочих мест на базе программного обеспечения SCADA, то такое решение может оказаться дорогостоящим («богатые» клиенты). К тому же, большинство пользователей SCADA-приложений, в отличие от операторов/диспетчеров, относится к категории нерегулярных, т.е. подключается к системе периодически по мере необходимости.

16.5. НАДЁЖНОСТЬ SCADA-СИСТЕМ

Понятие надёжности SCADA-пакетов включает в себя два аспекта: надёжность самого программного продукта SCADA и возможность программного резервирования компонентов системы в различных вариантах.

Надёжность SCADA-пакета определяется несколькими характеристиками: надёжностью операционной системы, наличием средств сохранения данных и конфигурации при сбоях, наличием средств автоматического перезапуска системы.

Система управления может полностью выйти из строя НИ только по причине отказа программного обеспечения, но и обслуживания.

Получившая наиболее широкое распространение распределённая система управления, представленная на рис. 16.6, выйдет из строя, если всего лишь в одном компоненте (сервере) возникнет неисправность.

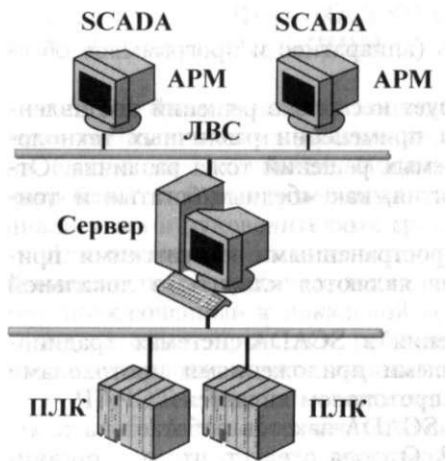


Рис. 16.6. Распределённая система управления

Реализация SCADA-пакетами функций резервирования позволяет устранять отказы в системе без потери её функциональных возможностей и производительности. Программное обеспечение SCADA поддерживает реализацию резервирования различных компонентов системы управления как вследствие особенности архитектуры, так и наличия встроенных механизмов.

Для повышения надежности системы управления достаточно явно просматривается вариант с резервированием сервера. Здесь возможны два варианта. В одном случае оба сервера (основной и резервный) взаимодействуют с устройствами ввода/вывода, удваивая нагрузку на промышленную сеть и снижая производительность системы. В штатном режиме клиенты взаимодействуют с основным сервером. При выходе его из строя они направляют свои запросы к резервному серверу (рис. 16.7).

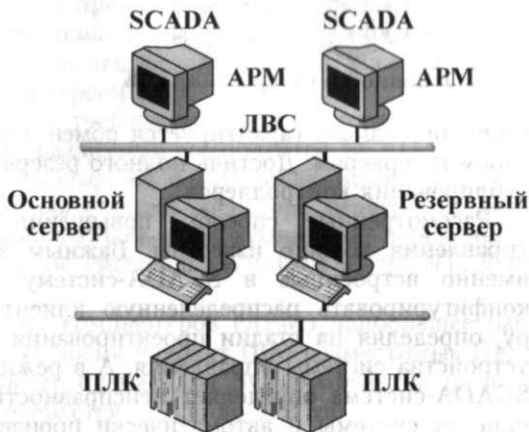


Рис. 16.7. Система с резервированием сервера ввода/вывода

В распределенной клиент-серверной архитектуре SCADA-систем лишь один (основной) сервер взаимодействует с контроллерами. При этом основной сервер постоянно обновляет базу данных резервного сервера, обеспечивая его постоянную готовность.

РЕЗЕРВИРОВАНИЕ СЕТИ И КОНТРОЛЛЕРОВ

Структура, рассмотренная ранее, увеличивает надёжность системы, устраняя одно из основных «слабых» мест - отказ сервера. Другим «слабым» местом распределённой системы управления может быть сама сеть. Выход её из строя нарушает управление, так как станции операторов/диспетчеров в этом случае оказываются отрезанными от системы. Повышение надежности системы управления обеспечивается дополнительной сетью (рис. 16.8).

Большинство контроллеров может поддерживать дополнительную (резервную) связь с сервером ввода/вывода. При отказе



Рис. 16.8. Система с резервированием локальной сети

основного канала гарантируется обмен данными между контроллером и сервером. Достичь полного резервирования можно путём дублирования контроллеров.

Рассмотренные способы повышения надежности системы управления хорошо известны. Важным здесь является то, что именно встроенные в SCADA-систему механизмы позволяют конфигурировать распределенную клиент-серверную архитектуру, определяя на стадии проектирования основные и резервные устройства системы управления. А в режиме исполнения именно SCADA-система определяет неисправность того или иного компонента системы и автоматически производит переключение на резервное оборудование, предупреждая об этом оперативный персонал.

16.6. ПРОГРАММНО-АППАРАТНАЯ ПЛАТФОРМА

К этой группе можно отнести следующие характеристики: компьютерная платформа, операционная система, конфигурация компьютера (частота процессора, требуемые ресурсы оперативной и дисковой памяти), возможность переноса приложений в другую операционную систему.

Анализ платформ и операционных систем необходим, поскольку они определяют возможность распространения SCADA-системы на имеющиеся вычислительные средства и стоимость системы.

Программное обеспечение SCADA, как и любое другое ПО, выполняется под управлением той или иной операционной системы.

Подавляющее большинство SCADA-систем реализовано на MS Windows-платформах (Windows NT/XP/2000). Это и InTouch, и FIX, и Genesis, и российский Трейс Моуд. Здесь, безусловно, сказались позиции компании Microsoft на рынке операционных систем. Известно, что именно компания Microsoft была и остается «законодателем моды» в этом классе программного обеспечения.

А вот такие популярные SCADA-системы, как RealFlex, Sitex, RTWin функционируют под управлением операционной системы реального времени QNX. Эта ОСРВ для IBM PC является одной из наиболее широко используемых при построении систем управления и сбора данных прежде всего за счёт того, что гарантирует время реакции системы в пределах от нескольких десятков микросекунд до нескольких миллисекунд (в зависимости от быстродействия ПЭВМ и версии QNX).

Компьютерные ресурсы, требуемые для установки и нормального функционирования различных компонентов SCADA-систем, определяются многими факторами, в том числе, назначением сетевого компьютера (рабочая станция оператора, сервер БД, АРМ специалиста и т.п.), количеством обрабатываемых переменных, используемой операционной системой (Windows 95/98/NT/2000, QNX) и т.п.

В качестве клиентских компьютеров (АРМ) наибольшее распространение в настоящее время находят IBM-совместимые ПК.

Оперативная память, требуемая для SCADA-пакетов различных производителей, колеблется от 256 до 512 Мб.

Требования к свободному объёму памяти на жёстком диске достаточно мягки (несколько сот Мб).

Могут накладываться также ограничения на качество и объём памяти видекарты, разрешение экрана монитора, размеры монитора.

Требования к аппаратным средствам, призванным поддерживать серверные функции, могут быть существенно более высокими. Это относится и к объёму оперативной памяти, и к объёму жесткого диска, который может измеряться уже десятками Гб.

С другой стороны, многие клиентские компьютеры при использовании современных сетевых технологий, таких, как архитектура Server/Terminal, Internet-технологий (WEB-сервер), могут быть достаточно слабых конфигураций (IBM 286/386) с минимальными требованиями как к оперативной, так и к дисковой памяти, а то и вовсе бездисковыми.

16.7. МАСШТАБИРУЕМОСТЬ,

Масштабируемость - это способность **По** SCADA наращивать размеры системы управления, обеспечив^ при этом преемственность по отношению ко всем ранее установленным программно-аппаратным средствам.

С ростом мощности компьютеров и соответствующим ростом информационной мощности операторских станций SCADA-системы стали масштабируемыми. Они выпускаются в различных вариантах, которые при сохранении в це.Лом функционального профиля поддерживают от нескольких Десятков или сотен до десятков тысяч входов/выходов (лицензируемых точек).

Естественно, стоимость таких пакетов различна: чем больше переменных поддерживает SCAIDA-пакет, тем он дороже. Но это удобно потребителю - можно приобрести пакет под проект практически любого масштаба.

Градация количества лицензируемых точек в различных SCADA-пакетах различна. В ряде пакетов она более равномерна, чем в других. Например, на рышке программных продуктов можно найти SCADA-пакеты на 75,, 150, 500, 1 500, 5 000, 15 000, 50 000, 150 000 и 450 000 переменных. При *этом* учитываются только внешние переменные, считываемые с устройств ввода/вывода. Внутренние переменные:, которые будут определены разработчиком при проектировании, не являются лицензируемыми (бесплатны), хотя и будут храниться в памяти компьютера или на жёстком диске. Другие фирмы-производители SCADA в общее количество лицензируемых точек включают и внутренние переменные. Например, приобретение такого Пакета на 500 лицензируемых точек означает следующее. Если ^в соответствии с проектом разработчику потребуется создать 100 внутренних переменных, то система способна будет обрабатывать лишь 400 переменных ввода/вывода. Но и о возможном расширении системы не надо забывать.

16.8. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ SCADA-СИСТЕМ

К этой группе можно отнести:

- удобство интерфейса среды разработки (это качество обеспечивается применением Windows-подобных интерфейсов), полнота и наглядность представления функций системы на экране, удобство и информативность контекстных и оперативных подсказок, справочной системы;

- качество документации - полнота, ясность и наглядность описания системы, применение установившейся терминологии, русификация, уровень русификации (экраны, подсказки, справочная система, системные сообщения, документация);

- полнота/недостаточность средств диагностики состояния системы при сбоях и отказах, нарушениях внешних связей; трудоёмкость и уровень автоматизации работ при инсталляции и конфигурировании системы; возможности внесения изменений в систему без её остановки и т.д.

- положение программного продукта на рынке: дилерская сеть, консультационная поддержка, наличие «горячей линии», обучение, условия обновления версий (upgrade), количество инсталляций и т.д.

Специалисты часто испытывают трудности в освоении SCADA из-за отсутствия качественной документации на приобретённые программные продукты. Требуется подробная и качественная документация на русском языке.

Эксплуатационные характеристики в значительной мере носят субъективный характер и не могут быть оценены количественно. О них можно судить только по результатам практического использования программного продукта: тестирования, апробирования, анализа, опыта промышленного внедрения. Количество инсталляций SCADA-пакетов крупнейших производителей, таких как Wonderware и Intellution (GE Fanuc), давно перешагнуло за 200 тысяч.

Глава 17

ОСНОВНЫЕ ПОДСИСТЕМЫ SCADA-ПАКЕТОВ

17.1. ГРАФИЧЕСКИЙ ИНТЕРФЕЙС

Для реализации функций интерфейса оператора/диспетчера, рассмотренных ранее, разработчику потребуется, как минимум:

- организовать взаимодействие SCADA-пакета с аппаратными средствами автоматизации (контроллерами);

- создать графический интерфейс для оператора/диспетчера, т.е. мнемосхемы для отображения технологического процесса и значений параметров;

- обеспечить оперативный персонал информацией о ситуациях, связанных с отклонением технологических параметров от заданных значений, о предаварийном состоянии оборудования и т.п.;

- настроить систему регистрации и архивирования данных и их представление на мониторе в виде трендов, что позволит оператору и специалистам проводить анализ состояния процесса и оборудования.

Можно перечислить ещё ряд типовых задач, решаемых в процессе разработки системы управления (шаблоны отчётов, статистическая обработка данных и др.). Более того, практически каждый производитель SCADA предлагает свои специализированные механизмы, направленные на повышение информативности операторского интерфейса, удобства работы с ним. Безусловно, все они не могут быть рассмотрены в рамках данной книги.

Для разработки качественного операторского интерфейса разработчику также необходимо владеть встроенным в SCADA-пакет языком программирования. С его помощью создаются так называемые сценарии (скрипты) - фрагменты программ, обеспечивающие оперативный персонал своевременной информацией и облегчающие управление процессом.

Таким образом, SCADA - это набор инструментов (подсистем) для решения перечисленных задач.

Качество отображения информации на мнемосхемах определяется характеристиками графических возможностей пакетов. К ним можно отнести графический редактор, возможность создания объёмных изображений, наличие библиотек и разнообразие графических заготовок и готовых объектов, богатство инструментария, многообразие динамических свойств элементов мнемосхем, форматы импортируемых изображений, наличие инструментария для создания растровых рисунков, наличие и возможности многооконных режимов и т.п.

При создании компонентов операторских интерфейсов (например, мнемосхем) разработчику приходится использовать графические объекты, представляющие собой технологические аппараты (колонны, ёмкости, теплообменники и т.д.), участки трубопровода и такие устройства, как клапаны, насосы, электродвигатели, контроллеры, компьютеры и т.д. Как правило, это сложные объекты, полученные объединением множества простых объектов.

Создание каждого из этих объектов требует большого времени и может значительно затянуть разработку проекта. Для ускорения работы над проектом практически все разработчики SCADA предлагают библиотеки готовых объектов, включающие сотни и тысячи графических компонентов. На рис. 17.1 приведен фрагмент библиотеки «Клапаны» одного из SCADA-пакетов.

Теперь нет необходимости рисовать объект и терять драгоценное время, если подобный объект есть в библиотеке. Достаточно открыть библиотеку объектов щелчком по соответст-

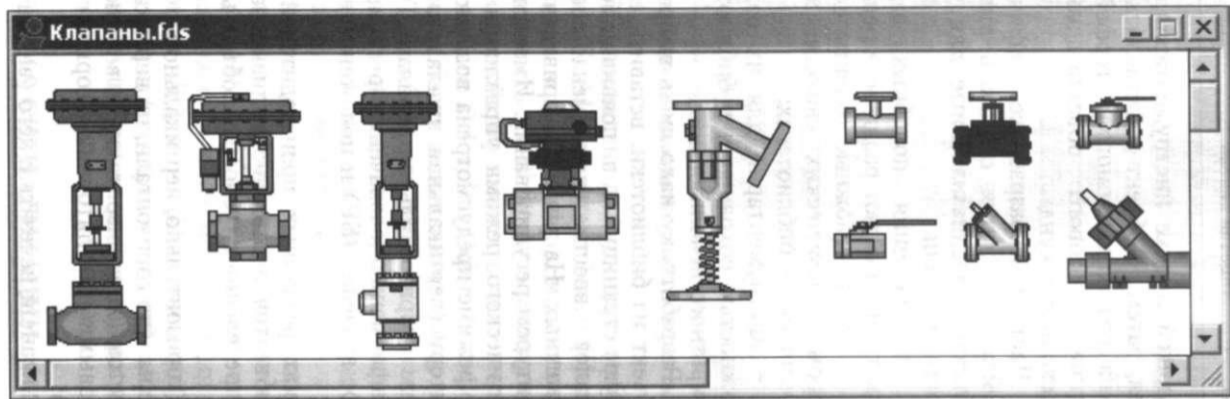


Рис. 17.1. Фрагмент библиотеки «Клапаны» одного из SCADA-пакетов

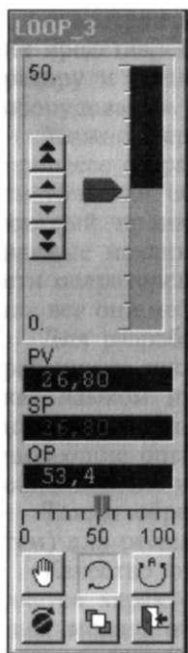


Рис. 17.2. Лицевая панель

вующей иконке инструментария, выбрать раздел, затем - объект и вставлять его в любые окна разрабатываемого интерфейса. Операция вставки готового объекта занимает всего несколько секунд.

Часто при разработке графического интерфейса приходится создавать типовые группы объектов, предназначенные для решения конкретной задачи.

Для решения подобных задач SCADA-пакеты предлагают различные решения:

- готовые сложные объекты с заданным набором динамических свойств, хранящиеся в специальных библиотеках;

- инструментарий для их создания с возможностью сохранения в библиотеке для многократного использования.

Разработчику надо лишь выбрать требуемый объект из библиотеки, вставить его в графическую страницу и в появившийся на экране диалог ввести имя/имена переменной/переменных. На рис. 17.2 приведена лицевая панель управления контуром регулирования. Имеется возможность перехода из автоматического режима управления на ручной и наоборот. В ручном режиме предусмотрена возможность изменения задания регулятору (вертикальная шкала), дистанционного управления клапаном (горизонтальная шкала). Три цифровых дисплея выводят информацию о значении регулируемого параметра (PV), заданное значение (SP) и положение штока клапана в процентах (OP).

В SCADA-системах различных производителей набор динамических свойств объектов достаточно типизирован. В режиме исполнения при определённых условиях объекты интерфейса могут:

- перемещаться (горизонтально, вертикально);
- изменять размеры (по горизонтали, по вертикали);
- заполняться цветом (по горизонтали, по вертикали);
- быть ползунковыми регуляторами (горизонтального или вертикального типа);
- появляться на экране и исчезать с него (видимость);
- мерцать;
- вращаться;
- изменять цвет.

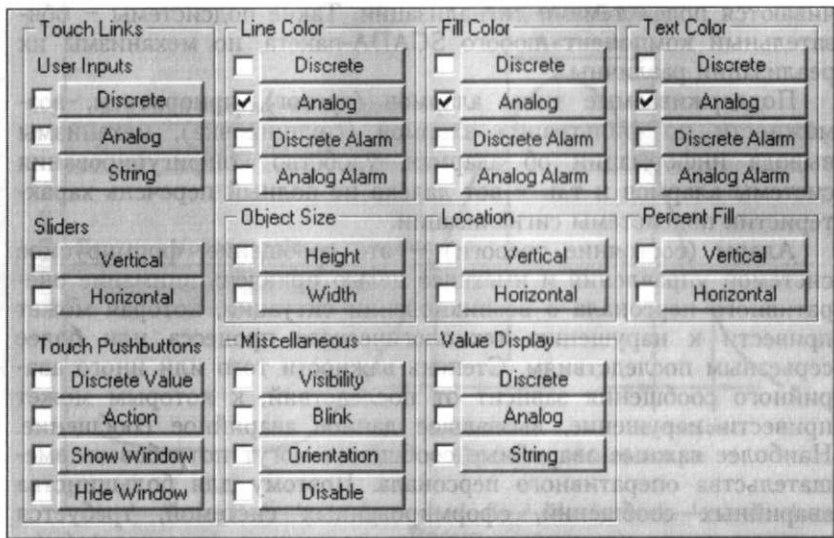


Рис. 17.3. Диалог выбора динамических свойств объекта

На рис. 17.3 приведен диалог для выбора динамических свойств объекта в SCADA-пакете InTouch (Интач).

Здесь и перемещение (Location), и изменение размеров (Object Size), и видимость (Visibility), и мерцание (Blink). Объекту можно присвоить свойство изменять цвет в зависимости от значений параметра (Line Color, Fill Color, Text Color).

Один и тот же объект может иметь набор различных динамических свойств. Комбинации этих свойств предоставляют возможность создавать на экране в режиме исполнения (Runtime) практически любые динамические эффекты, облегчая оператору/диспетчеру восприятие информации.

В целях унификации окон интерфейса оператора/диспетчера и сокращения сроков разработки проектов некоторые компании-производители SCADA снабжают свои пакеты программ шаблонами окон с возможностью их модификации и создания собственных шаблонов. Другие SCADA-системы предусматривают возможность импорта/экспорта окон из одних приложений в другие, что также существенно упрощает процесс разработки.

17.2. ПОДСИСТЕМА СИГНАЛИЗАЦИИ

Возможности по предоставлению информации эксплуатационному персоналу об аварийных ситуациях и событиях обеспе-

чиваются подсистемами сигнализации. Такие подсистемы - обязательный компонент любого SCADA-пакета, но механизмы их реализации различны.

Поддерживаемые типы алармов (тревог), приоритеты, возможности по фильтрации алармов (группировка), механизмы вывода информации об алармах, удобство конфигурирования системы алармов и т.п. - вот далеко не полный перечень характеристик подсистемы сигнализации.

Аларм (состояние тревоги) - это сообщение, формируемое системой управления и имеющее целью привлечь внимание оперативного персонала о возникновении ситуации, которая может привести к нарушению технологического процесса или более серьезным последствиям. Степень важности того или иного аварийного сообщения зависит от последствий, к которым может привести нарушение, вызвавшее данное аварийное сообщение. Наиболее важные аварийные сообщения могут потребовать вмешательства оперативного персонала. Поэтому для большинства аварийных сообщений, сформированных системой, требуется подтверждение (квитирование) их получения оператором/диспетчером.

Наряду с алармами в SCADA - системах существует понятие событий. Под событием следует понимать обычные статусные сообщения системы, не требующие подтверждения их получения и ответной реакции оператора. Обычно события генерируются при возникновении в системе определенных условий (регистрация оператора в системе, ввод информации оператором).

Причины, вызывающие состояние аларма, могут быть самыми разными:

- отказ аппаратных средств (датчиков, контроллеров, каналов связи);
 - отказ технологического оборудования (насоса, электродвигателя и т.п.);
 - выход параметров технологического процесса за заданные границы.
- Все SCADA - системы поддерживают алармы двух типов: дискретные и аналоговые.

Дискретные алармы срабатывают при изменении состояния дискретной переменной (кран открыт/закрыт, насос включен/выключен). По умолчанию дискретный аларм может срабатывать при переходе на 1 (ON) или на 0 (OFF), в зависимости от конкретного SCADA-пакета.

Аналоговые алармы базируются на анализе выхода значений переменной за указанные верхние и нижние пределы. Аналоговые алармы могут быть заданы в нескольких комбинациях:

- верхние пределы (предаварийный и аварийный - рис. 17.4);

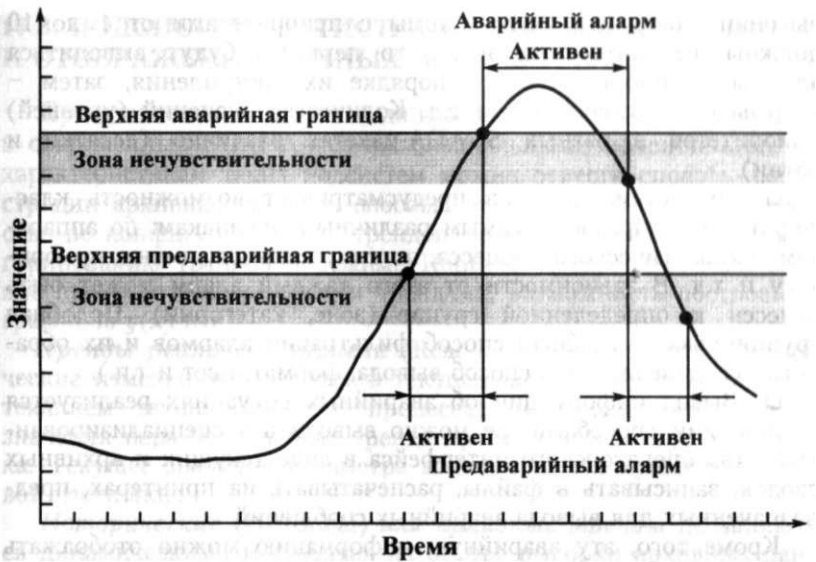


Рис. 17.4. Верхние предаварийные и аварийные алармы

- нижний пределы (предаварийный и аварийный);
- отклонение от заданного значения;
- скорость изменения параметра.

Всё изложенное справедливо и для аларма типа «отклонение». Заданное значение в ходе технологического процесса может изменяться либо оператором, либо программно (автоматически). Аларм «срабатывает» при выходе значения переменной за границу допустимого отклонения.

Алармы, определяемые скоростью изменения параметра, возникают в случае, если она становится больше (меньше) предельно допустимой. Понятие «зона нечувствительности» к алармам этого типа не применяется.

- Важную роль в подсистеме алармов любого SCADA-пакета играют приоритеты. Приоритеты алармов могут быть использованы в различных целях: для определения способа вывода алармов (на принтер, в файл, в текущую сводку), для определения порядка их появления в окнах текущих алармов, для запуска скриптов, для определения действия, вызываемого срабатыванием аларма определенного приоритета (например, включение звукового сигнала) и т.п.

Как правило, важность приоритета уменьшается с увеличением его значения. Таким образом, приоритет с номером 1 - самый

высокий. Например, если алармы с приоритетами от 1 до 10 должны выводиться на экран, то первыми будут выводиться алармы с приоритетом 1 в порядке их поступления, затем - алармы с приоритетом 2 и т.д. Количество значений (уровней) приоритетов в разных SCADA-пакетах различно (десятки и сотни).

- Подсистема алармов предусматривает возможность классификации алармов по самым различным признакам: по аппаратам технологического процесса, по типу алармов, имени, приоритету и т.д. В зависимости от этого каждый аларм может быть отнесен определенной группе (зоне, категории). Подобная группировка - удобный способ фильтрации алармов и их обработки (подтверждение, способ вывода, формат, цвет и т.п.).

- Вывод информации об аварийных ситуациях реализуется различными способами. Ее можно выводить в специализированные окна операторского интерфейса в виде текущих и архивных сводок, записывать в файлы, распечатывать на принтерах, предназначенных для вывода аварийных сообщений.

Кроме того, эту аварийную информацию можно отображать непосредственно на мнемосхемах интерфейса оперативного персонала:

- вывод в специальные текстовые поля;
- динамизация объектов (изменение цвета, мерцание и т.п.).

Формат вывода (информация, включаемая в аварийное сообщение) определяется на стадии проектирования (рис. 17.5). В

MM/DD	HH:MM:SS	EVT	Type	Operator	Pri	Name	GroupName	Value/Limit
MM/DD	HH:MM:SS	EVT	Type	Operator	Pri	Name	GroupName	Value/Limit
MM/DD	HH:MM:SS	EVT	Type	Operator	Pri	Name	GroupName	Value/Limit
MM/DD	HH:MM:SS	EVT	Type	Operator	Pri	Name	GroupName	Value/Limit
MM/DD	HH:MM:SS	EVT	Type	Operator	Pri	Name	GroupName	Value/Limit

Рис. 17.5. Формат вывода текущих алармов

строку аварийного сообщения можно включить текущую время и дату (MM/DD, HH:MM:SS), тип аларма (Type), его приоритет (Pri), имя переменной (Name), её текущее значение (Value), зону нечувствительности, размерность, а также группу алармов (GroupName) и его состояние (подтвержден/неподтвержден). Для дискретных алармов можно создать поле on (вкл.)/off (выкл.). Для алармов с метками времени в поле текущего времени можно выводить информацию с точностью до миллисекунд.

17.3. ПОДСИСТЕМА РЕГИСТРАЦИИ, АРХИВИРОВАНИЯ И ОТОБРАЖЕНИЯ ДАННЫХ В ВИДЕ ТРЕНДОВ

Представление данных в виде графиков (трендов) реализуется в современных SCADA-пакетах специальными подсистемами. К характеристикам таких подсистем можно отнести способы регистрации архивных данных, способы отображения трендов, удобство по конфигурированию трендов, возможности по переконфигурированию трендов в режиме Runtime, предоставляемый сервис при работе с архивными трендами, возможность построения графиков $y(x)$ и т.п.

Тренды реального времени (Real Time) отображают динамические изменения параметра в текущем времени (в темпе с протеканием технологического процесса). При появлении нового значения параметра в окне тренда происходит прокрутка графика. Текущее значение параметра выводится, как правило, в правой части окна.

Исторические (Historical) или архивные тренды не являются динамическими и строятся на основе выборки архивных данных. Отображаемые значения переменных на архивных трендах неподвижны и могут быть отображены только на определенном выборкой отрезке времени.

При работе SCADA-системы в режиме Runtime (среда исполнения) производится запись значений переменных в регистрационные файлы.

Для записи значений переменных в регистрационный файл могут использоваться различные способы:

- регистрация при изменении переменной на величину, превышающую некоторый порог;
- периодически с заданной частотой.

Предпочтительна регистрация данных в несколько небольших по размеру файлов, чем в один большой файл, так как при этом проще осуществлять выборку данных для последующего анализа. Объём выборки для хранения в файлах задается в процессе конфигурирования системы временным периодом (от нескольких часов до недель).

Для того чтобы архивирование переменной выполнялось в SCADA-пакете InTouch (рис. 17.6), необходимо включить опцию Log Data (регистрация данных) при определении переменной в диалоге Tagname Dictionary (словарь переменных).

Для графического отображения информации SCADA-системы различных производителей предлагают два решения:

- использование двух различных инструментов для создания диаграмм под тренды реального времени и архивные тренды;

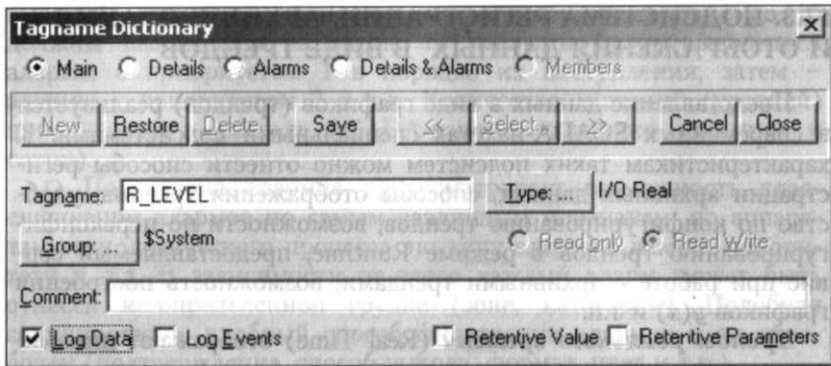


Рис. 17.6. /Диалог Tagname Dictionary

- единый инструмент для трендов реального времени и архивных трендов.

По числу перьев на одной диаграмме также возможны варианты. В одних SCADA-системах количество перьев на диаграмме задано жестко (4, 8, 16 перьев). Другие предлагают диаграммы на неограниченное количество перьев.

Например, SCADA-пакет InTouch предлагает пользователю два типа графических объектов, называемых трендами: тренд реального времени и исторический (архивный) тренд. Тренды реального времени дают возможность создавать графики изменения во времени четырех переменных (4 пера), в то время как для исторических трендов можно конфигурировать до восьми перьев на одном графике. Количество объектов типа «тренд» в приложении, в том числе и в одном окне, не ограничено.

Конфигурирование тренда реального времени в InTouch производится в диалог Real Time Trend Configuration (рис. 17.7).

В этом диалоге производится выбор временного диапазона тренда (Time Span), частоты обновления значений переменных (Interval), разрешение сетки по осям тренда, цвет и толщина перьев (Color, Width) и т.д.

Возможность переконфигурирования перьев тренда в режиме Runtime - важная характеристика SCADA-пакета. Она закладывается на стадии проектирования с использованием различных методов: с помощью встроенных функций, уникальных встроенных механизмов.

Удобным механизмом работы с диаграммой в режиме выполнения является отображение курсора времени (визира). В местах пересечения курсора с кривыми высвечиваются значение пере-

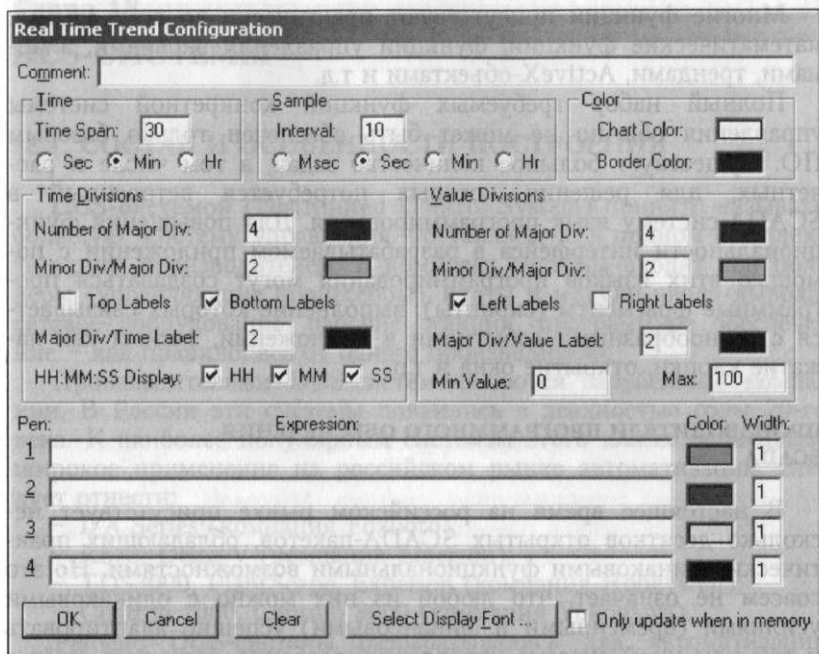


Рис. 17.7. Диалог Real Time Trend Configuration

менной и время, соответствующее этому значению. Полезной может оказаться и возможность вывода на одной диаграмме перьев с различными пределами отображаемых переменных и различными шкалами.

Для работы с архивными трендами производители SCADA-систем предлагают дополнительный сервис: возможность выделять различные участки диаграммы, увеличивать выделенные участки для детального анализа кривых, перемещаться вдоль архивного тренда и т.п.

17.4. ВСТРОЕННЫЕ ЯЗЫКИ ПРОГРАММИРОВАНИЯ

Встроенные языки программирования - мощное средство SCADA-систем, предоставляющее разработчику гибкий инструмент для разработки сложных приложений.

Современные SCADA-пакеты используют как Basic-подобные языки с небогатым набором операторов типов IF, THEN, ELSE или FOR, NEXT, так высокоуровневые языки программирования типа C или VBA (Visual Basic for Application).

Многие функции присутствуют практически во всех языках: математические функции, функции управления экранами, алармами, трендами, ActiveX-объектами и т.д.

Полный набор требуемых функций конкретной системы управления обычно не может быть обеспечен только базовым ПО. Существует большое количество задач, в том числе и расчетных, для решения которых потребуется встроенный в SCADA-систему язык программирования. Для повышения функциональности интерфейса в разрабатываемом приложении с помощью этих языков программирования могут создаваться программные фрагменты (скрипты), выполнение которых связывается с разнообразными событиями в приложении, такими как нажатие кнопки, открытие окна и т.п.

ПРОИЗВОДИТЕЛИ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ SCADA

В настоящее время на российском рынке присутствует несколько десятков открытых SCADA-пакетов, обладающих практически одинаковыми функциональными возможностями. Но это совсем не означает, что любой из них можно с одинаковыми усилиями (временными и финансовыми) успешно адаптировать к той или иной системе управления, особенно, если речь идет о ее модернизации. Каждый SCADA-пакет является по-своему уникальным, и его выбор для конкретной системы автоматизации, обсуждаемый на страницах специальной периодической прессы почти на протяжении последних десяти лет, по-прежнему остается актуальным.

Ниже приведен перечень наиболее популярных в России SCADA-пакетов.

- Trace Mode/Трейс Моуд (AdAstrA) - Россия;
- InTouch (Wonderware) - США;
- FIX (Intellution) - США;
- Genesis (Iconics Co) - США;
- Factory Link (United States Data Co) - США;
- RealFlex (BJ Software Systems) - США;
- Sitex G^a de Software) - Великобритания;
- Citect (CI Technology) - Австралия;
- WinCC (Siemens) - Германия;
- RTWin (SWD Real Time Systems) - Россия;
- С АРГОН (НВТ - Автоматика) - Россия;
- MIKSSys (МИФИ) - Россия;
- Simplicity (GE Fanuc) - США;
- RSView (Rockwell Automation) - США и многие другие.

18.1. СОСТАВ И ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ

DCS-системой (Distributed Control System) принято называть большую систему управления, поставляемую в полном комплекте одним производителем. В комплект системы входят контроллеры (управляющие процессоры), платы и модули ввода/вывода, сетевое оборудование, рабочие станции, программное обеспечение - как правило, все от одного производителя.

Производителями DCS-систем являются зарубежные компании. В России эти системы появились в девяностые годы 20-го века. К наиболее популярным системам этого класса, нашедшим широкое применение на российском рынке автоматизации, следует отнести:

- I/A Series (компания Foxboro);
- RS/3, Delta-V (компания Emerson);
- TDS3000, PlantScape, Experion (компания Honeywell);
- Centum 1000, Centum 3000 (компания Yokogawa).

Раньше DCS-системы разрабатывались для автоматизации непрерывных технологических процессов. Сегодня область применения этих систем - автоматизация и непрерывных, и дискретных процессов.

Функционально DCS-системы отличаются от систем, построенных на базе ПЛК, следующими свойствами:

- База данных распределена между контроллерами, но выглядит единой с точки зрения инженера.
- Программное обеспечение для программирования управляющих процессоров (контроллеров) и разработки операторского интерфейса тесно интегрировано в систему.
- Обработка тревог (алармов) и событий начинается на уровне контроллеров и реализуется без усилий со стороны разработчика.
- Возможность резервирования любого компонента системы (контроллер, модуль ввода/вывода, операторские станции) на аппаратном уровне и без настройки программного обеспечения.

Все это, разумеется, делает начальную цену DCS-систем более высокой по сравнению с системами на базе ПЛК, но значительно снижает время разработки и внедрения.

Понятие *^Distributed system** не относится к территориальным признакам. Подразумевается распределенность обработки данных в системе управления (децентрализация).

18.2. DCS-СИСТЕМА I/A SERIES ФИРМЫ FOXBORO (INVENSYS PLC)

Оборудование систем управления и противоаварийной защиты компании Invensys plc является одним из наиболее конкурентоспособных в мире. Объект управления может быть любой сложности - от нескольких параметров до десятков тысяч. В качестве ядра для построения распределенной системы управления применяются технические средства и программное обеспечение системы управления «I/A Series* (Intelligent Automation Series) производства компании Foxboro. Система I/A Series является современной «открытой» промышленной системой, работающей под управлением операционных систем Windows XP и Unix.

Первоначально система I/A Series работала на компьютерах под управлением Unix-подобной операционной системы и, соответственно, всё программное обеспечение было написано под Unix.

Популярная операционная система Microsoft Windows NT стимулировала выпуск очередной версии I/A Series - шестой, а с появлением ОС Microsoft Windows XP вышла и седьмая версия системы, основа и внешний вид которой изменились незначительно.

В 2004 г. появилась восьмая версия системы I/A Series, принципиально отличающаяся от прежних версий. В восьмой версии реализован совершенно другой принцип построения сети управления, маршрутизации, передачи данных, а также представлено новое поколение управляющих процессоров (рис. 18.1).

В этой версии центральным компонентом системы является сеть управления Mesh. Эта сеть представляет собой коммутируемую сеть Fast Ethernet, основанную на стандартах IEEE 802.3u (Fast Ethernet 100 Мб) и IEEE 802.3z (Gigabit Ethernet 1 Гб). Главную роль в сети играют коммутаторы, количество и расположение которых определяет структуру системы управления. К коммутаторам подключаются различные компоненты системы управления.

Устройствами системы, подключаемыми к коммутаторам, являются:

- рабочие станции WP и AW (подключение к сети без использования интерфейсных модулей);
- управляющие процессоры FCP270, напрямую взаимодействующие с модулями ввода/вывода FBM по полевой шине Fieldbus;
- управляющие процессоры ZCP270, взаимодействующие с модулями ввода/вывода через коммуникационный модуль FCMIOEt (на рисунке не показаны).

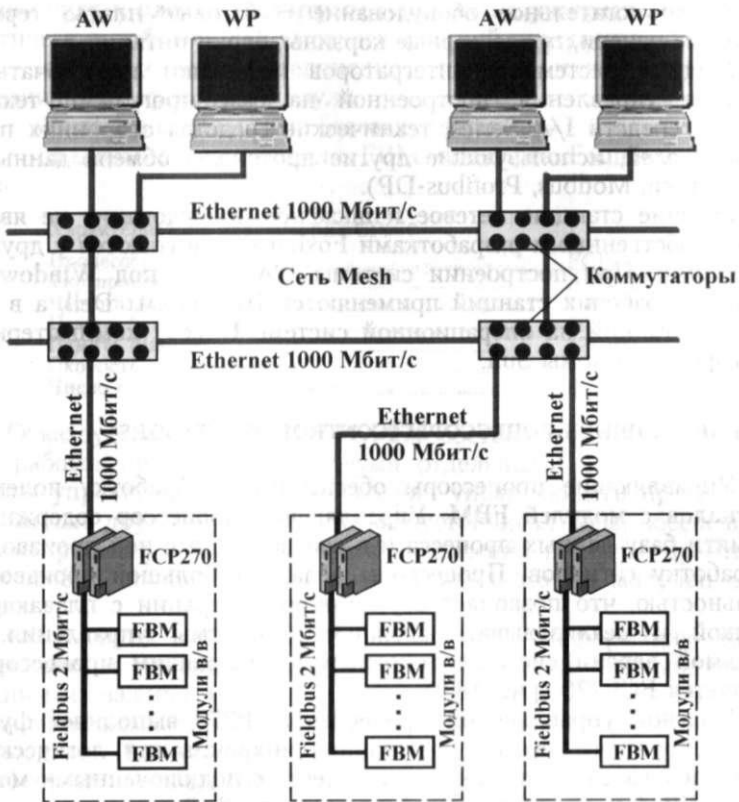


Рис. 18.1. Структурная схема I/A Series восьмой версии:
 AW - инженерная станция; WP - станция оператора

Резервированная сеть управления Mesh предоставляет многочисленные каналы связи между любыми двумя устройствами сети, что обеспечивает высокую надёжность.

АППАРАТНЫЕ СРЕДСТВА I/A SERIES

В настоящее время номенклатура применяемых в системе I/A Series аппаратных средств достаточно унифицирована. Можно выделить следующие основные группы оборудования, производимого непосредственно компанией Foxboro:

- управляющие процессоры FCP270;
- модули ввода/вывода серии FBM200, включая группу модулей системных интеграторов;

- вспомогательное оборудование - базовые платы, терминальные панели, процессорные корзины, блоки питания.

Модули системных интеграторов позволяют подключать к системе управления, построенной на базе программно-технических средств I/A Series, технические средства сторонних производителей, использующие другие протоколы обмена данными (например, Modbus, Profibus-DP).

Рабочие станции, сетевое и шкафное оборудование не являются собственными разработками Foxboro и закупаются у других компаний. При построении системы I/A Series под Windows в качестве рабочих станций применяются ПК фирмы Dell, а в качестве станций на операционной системе Unix - компьютерные платформы фирмы Sun.

УПРАВЛЯЮЩИЕ ПРОЦЕССОРЫ (CONTROL PROCESSORS)

Управляющие процессоры обеспечивают обработку полевых сигналов с модулей FBM. Управляющий процессор содержит в памяти базу данных процесса и в соответствии с ней производит обработку сигналов. Процессоры обладают большой производительностью, что позволяет осуществлять операции с плавающей точкой и реализовывать сложные алгоритмы управления. В восьмой версии системы основным управляющим процессором является FCP270 (рис. 18.2).

Полевой управляющий процессор FCP270 выполняет функции автоматического регулирования, синхронизации, логического и последовательного управления вместе с подключенными модулями FBM и другими устройствами интерфейса с технологическим процессом. Он выполняет сбор данных с помощью модулей FBM и системных интеграторов, а также обнаружение и уведомление об аварийных сигналах.

FCP270 обеспечивает ряд новых функций по сравнению с традиционными процессорами:

- прямое соединение через волоконно-оптический кабель 100 Мб/с Ethernet с сетью управления Mesh, которая не вос-



Рис. 18.2. Управляющий процессор FCP270

приимчива к электромагнитным помехам на участках волоконно-оптических кабелей, для высокоскоростной передачи данных;

- непосредственное соединение с полевой шиной без использования интерфейсного модуля;
- монтаж в стандартные базовые платы;
- поддерживаются модули FBM стандарта Foundation Fieldbus.

Характеристика процессора FCP270

Процессор.....	FCP270
Тип процессора.....	AMD Elan 520
Частота, МГц.....	100
Память SDRAM, Мб.....	16
Память Flash, Мб.....	32
Скорость связи с FBM.....	2 Мб/с
Число подключенных модулей.....	Max 30

Отказоустойчивая версия FCP270 состоит из двух параллельно работающих модулей с двумя отдельными соединениями с сетью управления Mesh. Два модуля управляющего процессора, связанные друг с другом как отказоустойчивая пара, обеспечивают непрерывную работу объекта управления в случае практически любой аппаратной неисправности одного из модулей этой пары.

Оба модуля принимают и обрабатывают информацию одновременно, и неисправности обнаруживаются самими модулями. Одним из важных методов обнаружения неисправности является сравнение коммуникационных сообщений на внешнем интерфейсе модуля. При обнаружении неисправности коммуникационное сообщение прерывается. Запускается процедура самодиагностики обоих модулей, чтобы определить, какой из модулей является неисправным. Исправный модуль принимает на себя управление, не оказывая влияния на нормальную работу системы. После этого прерванное коммуникационное сообщение передается исправным модулем через механизмы повторной передачи коммуникационного протокола.

ПОДСИСТЕМА ВВОДА/ВЫВОДА

К подсистеме ввода/вывода относятся модули ввода/вывода FBM200, базовые платы и терминальные панели. Управляющие процессоры устанавливаются на тех же базовых платах, что и модули FBM.

Модульные базовые платы монтируются на DIN-рейку и предназначены для установки модулей ввода/вывода FBM и управляющих процессоров FCP270. Существуют платы на 2, 4 или 8 модулей (рис. 18.3). Внутри базовых плат проходит шина

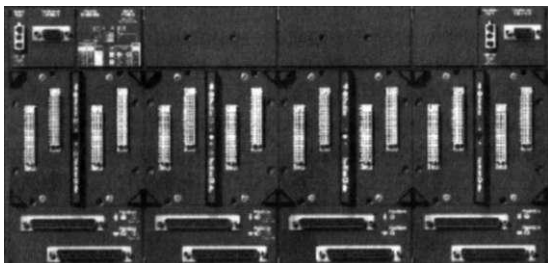


Рис. 18.3. Базовая плата на 8 модулей

Fieldbus. На лицевой панели имеются разъёмы для расширения шины Fieldbus (объединения нескольких плат на шине), а также разъёмы для подключения кабелей от терминальных панелей.

В качестве модулей ввода/вывода в настоящее время используются модули серии FBM200. Эта серия включает широкий набор модулей - аналоговые, дискретные, модули связи с интеллектуальными датчиками и модули системных интеграторов. Краткая характеристика некоторых модулей приведена в табл. 18.1.

Таблица 18.1

Код	Характеристика
FBM201	8AI уровня 0-20 мА с изоляцией каналов
FBM202	8AI для приёма сигнала от термопар -10,5...+69,5 мВ с изоляцией каналов и температурной компенсацией
FBM203	8AI для приёма сигнала от термометров сопротивления с изоляцией каналов (три типа: 0...320 Ом, 0...640 Ом и 0...30 Ом)
FBM204	4AI, 4АО уровня 0...20 мА с изоляцией каналов
FBM205	Резервированный 4AI, 4АО уровня 0...20 мА с изоляцией каналов
FBM207	16DI уровней: 207 - 60 VDC, 120 VAC/125 VDC, 240 VAC; 207b - 24 VDC; 207c - 48 VDC
FBM211	16AI уровня 0...20 мА с изоляцией дифференциалов
FBM214	Связь по протоколу HART
FBM216	Резервированный модуль связи по протоколу HART
FBM217	32DI уровней 24, 110 VDC, 220VAC с изоляцией групп
FBM220	Модуль связи по протоколу Foundation fieldbus H1
FBM223	Модуль связи по Profibus-DP
FBM224	Модуль связи по Modbus
FBM230-233	Системный интегратор полевых устройств (FDSI)
FBM237	Резервированный 8АО уровня 0...20 мА с изоляцией каналов
FBM241	8DI, 8DO с изоляцией каналов
FBM242	16DO уровней 24, ПО VDC, 220VAC с изоляцией каналов
FBM243	Модуль связи по FoxCom
FBM246	Резервированный модуль связи по FoxCom

Терминальные панели (клеммники и барьеры искробезопасности) отделяют систему I/A Series от полевых устройств (измерительных преобразователей, исполнительных устройств, установленных непосредственно на объекте). Терминальные панели содержат защитные цепи и обеспечивают первоначальную обработку сигнала. Для подключения терминальных панелей к разъемам базовой платы используют специальные кабели длиной 3 м.

В зависимости от типа входного сигнала каждый из модулей связан либо с барьерами искробезопасности (для аналоговых сигналов), либо с клеммной панелью (для дискретных сигналов).

РАБОЧИЕ СТАНЦИИ

Рабочие станции обеспечивают интерфейс между системой и человеком для управления технологическим процессом, а также для конфигурирования и поддержки самой системы управления.

В настоящее время один компьютер способен выполнять все необходимые операции по конфигурированию системы, отображению информации и хранению данных. Тем не менее, в системе I/A Series различают операторские рабочие станции (WP) и инженерные рабочие станции (AW). Компьютер станции AW, как правило, имеет больший объем оперативной памяти по сравнению с компьютером операторской станции WP (1024 Мб и 512 Мб, соответственно).

ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА I/A SERIES

Ранее было сказано, что программное обеспечение системы I/A Series тесно интегрировано в систему. Популярно говоря, это означает, что ни технические средства I/A Series, ни программное обеспечение не могут функционировать одно без другого. Нельзя построить систему управления на базе технических средств I/A Series и программного обеспечения SCADA. Нельзя построить систему управления на базе контроллеров, например, фирмы GE Fanuc и программного обеспечения системы I/A Series. Почему? Да потому, что I/A Series - по определению является интегрированной (единой) системой. Более того, программное обеспечение I/A Series представляет собой набор пакетов программ, которые функционируют в единой оболочке (программе), которая обеспечивает интерфейс пользователя с системой управления. Эта программа называется FoxView.

Пользователем может быть, с одной стороны, оператор, решающий задачи управления технологическим процессом. Ему требуется информация, представленная в виде мнемосхем раз-

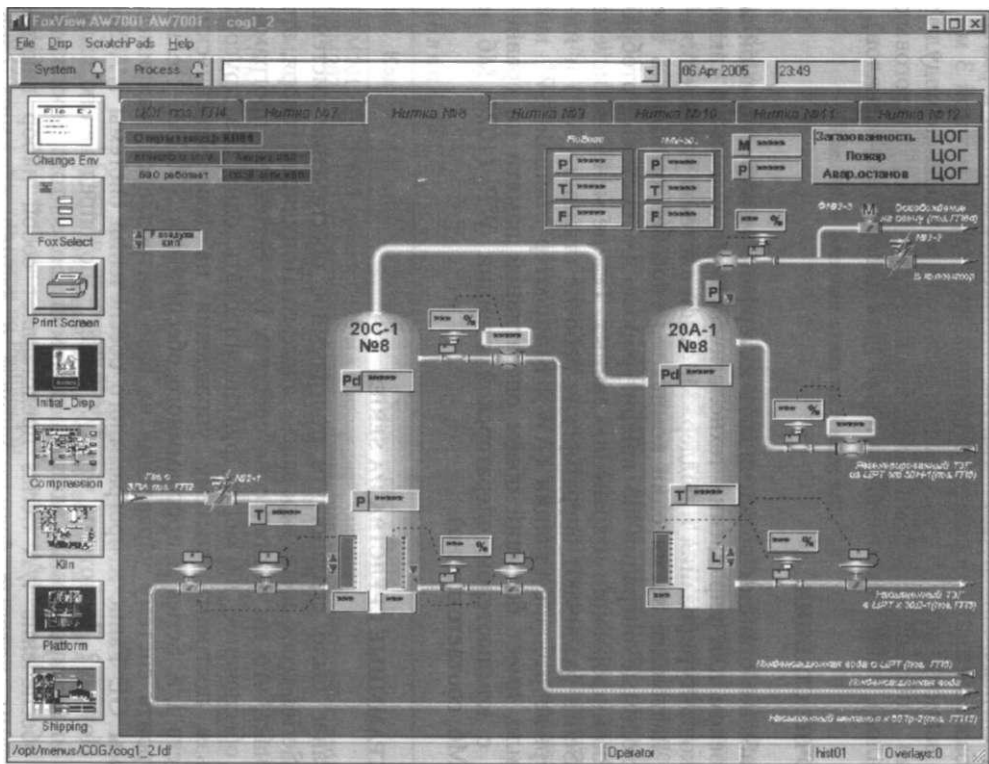


Рис. 18.4. Пример мнемосхемы интерфейса оператора в Fox View

личной детализации, трендов технологических параметров, сводок алармов и т.п.

С другой стороны, пользователем системы управления может быть и инженер-программист, в задачу которого входит поддержание системы управления в рабочем состоянии, внесение изменений в конфигурацию системы.

Поэтому главное окно FoxView содержит основное меню, которое, в зависимости от прав доступа, обеспечивает переход в соответствующую среду (оператора, инженера-технолога, инженера-программиста). Выбор среды обеспечивает доступ к различным компонентам программного обеспечения I/A Series.

Оператор, выбрав свою среду (Operator), получает доступ к своему интерфейсу, где отображается ход технологического процесса во времени и оператору предоставляются все средства контроля и управления. Отсюда же осуществляется доступ к сводкам алармов, трендам, отчетам, окнам диагностики всех аппаратных компонентов системы управления. Пример мнемосхемы оператора УКПГ приведен на рис. 18.4.

Инженер-программист, выбрав свою среду, получает доступ к конфигураторам системы управления. Конфигураторы - это программы конфигурирования и настройки компонентов системы управления.

Для создания мнемосхем технологического процесса используется пакет FoxDraw (графика, динамизация объектов, привязка объектов к переменным процесса и т.д.).

Для настройки параметров отображения алармов применяется программа Alarm Manager.

С помощью программы AIM Historian можно настраивать систему архивирования данных (выбор параметров для хранения в архиве, частота записи в архив, длительность хранения и т.п.).

Для создания и редактирования базы данных управляющих процессоров в системе имеется конфигуратор интегрированного управления ICC (Integrated Control Configurator). Под базой данных понимается набор алгоритмов управления, построенных на базе типовых блоков (алгоритмов), имеющих в библиотеке системы.

18.3. DCS-СИСТЕМА DELTA V ФИРМЫ EMERSON

Система Delta V представляет собой набор узлов, объединённых сетью. Узлами системы являются контроллеры и рабочие станции различного назначения. На рис. 18.5 приведена архитектура системы Delta V, включающая восемь узлов (4 контроллера и 4 рабочих станции).

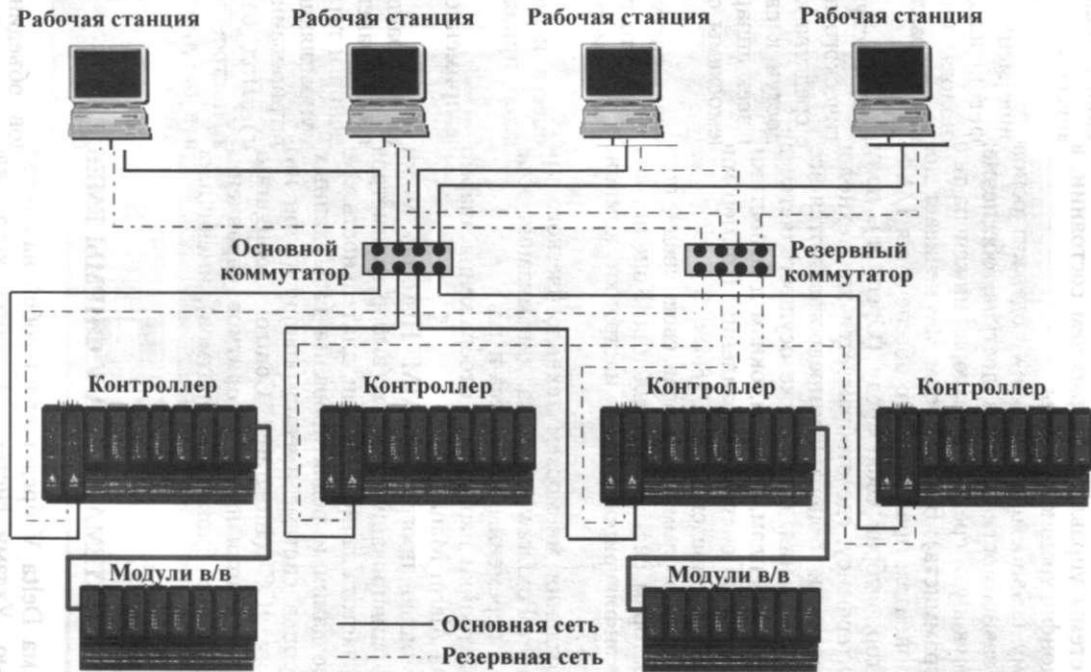


Рис. 18.5. Архитектура системы Delta V

Максимальное количество узлов, поддерживаемое системой - 120. Допустимое количество не резервированных и резервированных контроллеров в системе не должно превышать 100, а количество рабочих станций - 60. Коммутаторы не являются узлами системы. Максимальное количество переменных в системе Delta V равно 30 000.

Минимальная конфигурация системы управления на базе Delta V - два узла (контроллер и рабочая станция - Профессиональная Плюс).

КОНТРОЛЛЕРЫ DELTA V

В системе имеются контроллеры трех типов: M3, M5 Plus, MD. Контроллер M3 является самой ранней разработкой фирмы Emerson, а контроллер MD - последней.

Сравнительная характеристика процессоров этих контроллеров

Процессоры	M3	M5 Plus	MD
Объем памяти приложений	2 Мб	14 Мб	14 Мб
Скорость сканирования ввода/вывода, мс...	100	100	100
Тип устройств памяти	ОЗУ, СППЗУ, ЭСППЗУ	ОЗУ, СППЗУ, ЭСППЗУ	ОЗУ, СППЗУ, ЭСППЗУ
Количество модулей ввода/ вывода на контроллер	64	64	64
ПИД-регулирование	Да	Да	Да

Простейшая конфигурация контроллера приведена на рис. 18.6. В состав контроллера включен блок питания, процессорный модуль и модули ввода/вывода.

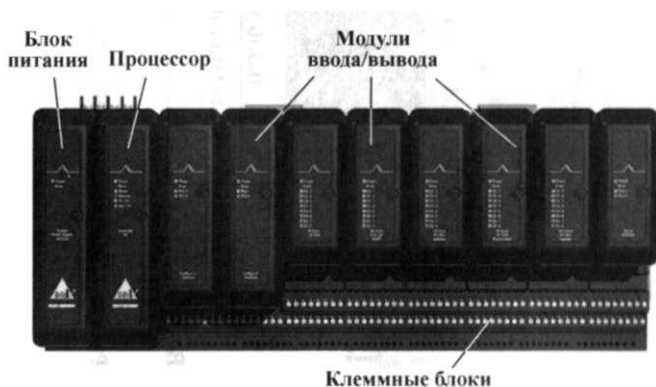


Рис. 18.6. Конфигурация контроллера системы Delta V

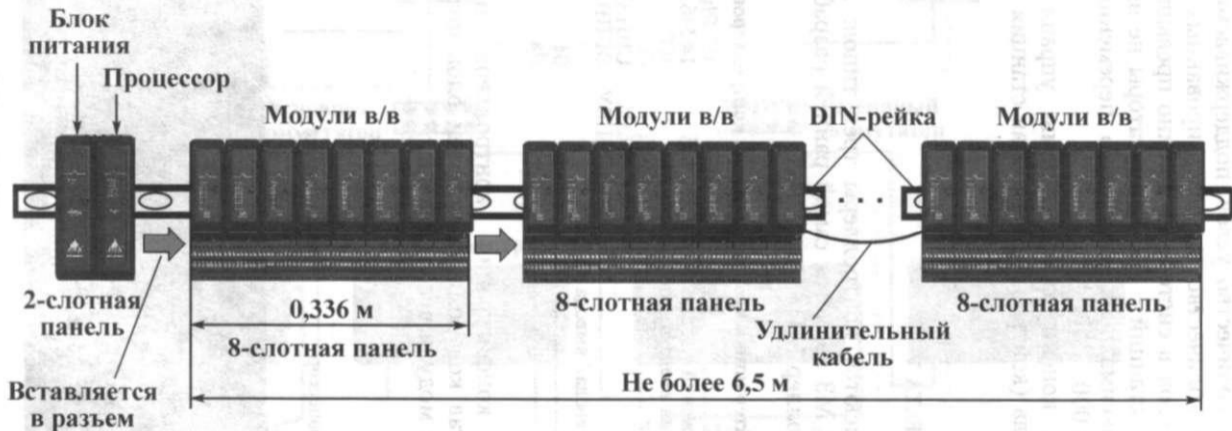


Рис. 18.7. Монтаж модулей контроллера на DIN-рейке

Контроллеры системы Delta V являются контроллерами модульного типа. Модули устанавливаются на несущих (базовых) панелях горизонтального или вертикального типа.

Для горизонтального монтажа имеются 2-слотовые и 8-слотовые несущие панели. 2-слотовые несущие панели предназначены для установки на них блоков (модулей) питания и модулей процессоров. В левый слот панели устанавливается модуль питания, а справа от него - модуль процессора. Для резервированного контроллера потребуется вторая 2-слотовая панель, которая объединяется с основной с помощью боковых разъемов.

8-слотовая несущая панель предназначена для установки модулей ввода/вывода. Эта панель устанавливается справа от 2-слотовой панели, на которой размещены модули питания и процессора (рис. 18.7). Несущие панели можно соединять между собой с помощью боковых разъемов (непосредственно), а также с помощью удлинительного кабеля. Монтаж несущих панелей производится на DIN-рейку.

Несущие панели взаимодействуют между собой и модулями, установленными в них, по последовательной шине, расположенной внутри панелей, а также через удлинительный кабель.

Для вертикального монтажа используют 4-слотовые панели для модулей питания и процессора и 8-слотовые панели для установки модулей ввода/вывода (в/в).

Монтаж несущих панелей вертикального типа производится также на DIN-рейку. Пример вертикального монтажа приведен на рис. 18.8.

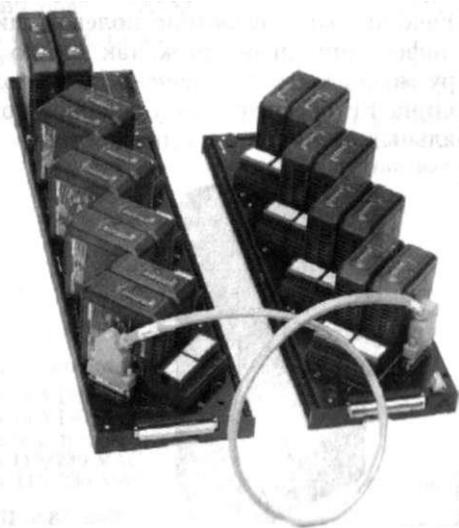


Рис. 18.8 Пример вертикального монтажа несущих панелей

ПОДСИСТЕМА ВВОДА/ВЫВОДА

Подсистема ввода/вывода системы Delta V включает следующие компоненты:

- несущие 8-слотовые панели;
- клеммные блоки для подключения полевых устройств, устанавливаемые на несущей панели;
- платы (модули) аналогового и дискретного ввода/вывода (рис. 18.9);
- групповые источники питания (24 VDC) полевых устройств.

Клеммные блоки и модули в/в поставляются с функциональными ключами. Благодаря этим ключам каждый модуль в/в может быть вставлен только в совместимый с ним клеммный блок. Это предотвращает неправильное подключение проводки к модуля ввода/вывода.

Имеется возможность добавления новых модулей в/в во время работы оборудования. Проводник Delta V (одна из программ системы) автоматически подключает новый модуль к системе управления и присваивает ему код.

Подсистема традиционного ввода/вывода поддерживает широкий набор аналоговых и дискретных модулей в/в. В табл. 18.2 приведен неполный перечень этих модулей.

Система ввода/вывода контроллера поддерживает до восьми 8-слотовых панелей (до 64 модулей ввода/вывода).

Наряду с традиционным вводом/выводом система Delta V поддерживает и цифровой в/в по полевой шине Foundation Fieldbus. Использование полевой шины FF позволяет увеличить информационный поток, так как по одному кабелю к контроллеру может быть подключено до 16 полевых устройств. Кроме того, шина FF обеспечивает удаленное конфигурирование интеллектуальных датчиков и их диагностику.



Рис. 18.9. Пример модуля ввода/вывода

По цифровой шине FF система Delta V поддерживает широкий круг интеллектуальных устройств других производителей: Endress & Hauser, ABB, Honeywell, Yokogawa и др.

В подсистему ввода/вывода Foundation Fieldbus входят:

- плата (модуль) ввода/вывода HI;
- источник питания полевой шины;
- терминатор полевой шины;
- регулятор питания полевой шины.

Модуль FF HI устанавливается на несущую панель так же, как и модули традиционного ввода/вывода. Один модуль FF HI поддерживает два канала ввода/вывода протяженностью 1900 м (по 16 полевых устройств на каждый канал). Светодиодные индикаторы, расположенные на передней панели модуля, показывают наличие питания и состояние каналов.

Таблица 18.2

Код модуля	Модули
Модули аналогового ввода	
VE4003S1B2	AI на 8 каналов 4...20 мА с предохранителями
VE4003S1B4	AI на 8 каналов 4...20 мА, 16-контактный групповой клеммный блок в/в
VE4003S3B3	AI на 8 каналов 1...5 В, для 4-проводных устройств
VE4003S3B4	AI на 8 каналов 1...5 В, 16-контактный групповой клеммный блок в/в
VE4003S6B1	AI на 8 каналов от термометров сопротивления
VE4003S5B1	AI на 8 каналов от термопар
Модули аналогового вывода	
VE4005S1B2	АО на 8 каналов 4...20 мА, клеммный блок в/в с предохранителями
VE4005S1B3	АО на 8 каналов 4...20 мА, 16-контактный групповой клеммный блок в/в
VE4005S2B2	АО на 8 каналов 4...20 мА, HART, клеммный блок в/и с предохранителями
VE4005S2B3	АО на 8 каналов 4...20 мА, HART, 16-контактный групповой клеммный блок в/в
Модули дискретного ввода	
VE4001S2T1B2	DI на 8 каналов 24 VDC, с предохранителями
VE4001S2T2B1	DI на 8 каналов 24 VDC, сухой контакт
VE4001S3T1B2	DI на 8 каналов 120 VAC, изолированные, с предохранителями
VE4001S3T2B1	DI на 8 каналов 120 VAC, сухой контакт
Модули дискретного вывода	
VE4002S1T1B1	DO на 8 каналов 24 VDC, изолированные
VE4002S1T1B2	DO на 8 каналов 24 VDC, изолированные, клеммный блок в/в с предохранителями
VE4002S2T1B1	DO на 8 каналов 115/230 VAC, изолированные
VE4002S2T1B2	DO на 8 каналов 115/230 VAC, клеммный блок в/в с предохранителями

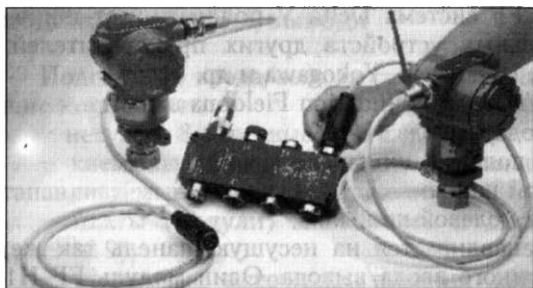


Рис. 18.10. Компоненты полевой шины

Распределительные коробки полевой шины являются средством для подключения полевых устройств к системе. Они поддерживают подключение до шести интеллектуальных устройств, магистральное соединение и соединение со следующим сегментом (либо установку терминатора).

Компоненты полевой шины показаны на рис. 18.10.

Кроме Foundation Fieldbus в системе Delta V реализована поддержка следующих промышленных протоколов:

- Profibus-DP (модуль имеет один порт, через который поддерживает до 64 устройств на расстоянии 2000 м со скоростью 1,5 Мбит/с);
- DeviceNet (модуль имеет один порт и поддерживает 61 устройство на расстоянии 500 м со скоростью 125 Кбит/с);
- AS-I (модуль имеет два порта, каждый из которых поддерживает 31 устройство на расстоянии 300 м);
- HART.

Все эти сети используются для организации ввода/вывода.

Интерфейс Profibus-DP построен по принципу ведущий-ведомый. Интерфейсная плата Profibus поддерживает один сегмент сети, к которому можно подключить до 64 устройств. Сеть строится на стандартном двухжильном кабеле типа экранированная витая пара с технологией передачи данных RS-485. Скорость передачи данных зависит от протяженности сети и может принимать значения от 9,6 Кбит/с (1200 м) до 1,5 Мбит/с (200 м).

УПРАВЛЯЮЩАЯ СЕТЬ DELTA V

Управляющая сеть Delta V - это выделенная сеть на базе Ethernet IOBaseT или двухскоростная сеть Ethernet 10/100BaseT, в зависимости от применяемых концентраторов. При использовании сети Ethernet 10/100BaseT её общая производительность повышается за счёт разделения трафика между контроллерами (10 Мб/с) от трафика между рабочими станциями (100 Мб/с).

Управляющая сеть имеет топологию «звезда».

К управляющей сети относится следующее оборудование:

- концентраторы (Hub), к которым подключаются узлы системы;
- коммутаторы (Switch);
- кабель (экранированная витая пара или оптоволокно).

В номенклатуре системы имеется пять типов концентраторов: 8- и 12-портовые ЮBaseT, 12- и 24-портовые двухскоростные и 6-портовый оптоволоконный.

Система Delta V поддерживает коммутаторы трех типов: 12- и 24-портовые двухскоростные и 8-портовый 100 Мб оптоволоконный.

В соответствии со стандартом IEEE 802.3 возможно последовательное соединение концентраторов (до 4-х стандарта 10 Мб, двух стандарта 100 Мб).

Концентраторы применяются для электрического соединения компонентов системы (контроллеров и рабочих станций). Концентраторы представляют собой пассивные устройства и не являются узлами системы управления.

Коммутаторы - это маршрутизаторы сообщений в системе. Они являются активными устройствами и обеспечивают большую производительность по сравнению с концентраторами. Коммутаторы, как и концентраторы, не входят в состав узлов системы управления.

Максимальная длина кабеля между концентратором (коммутатором) и узлом системы управления должна быть не более 100 м. Для больших расстояний следует использовать оптоволокно.

Рабочие станции и контроллеры содержат по два порта Ethernet для обеспечения резервирования сетевого обмена.

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Ранее было отмечено, что максимальное количество рабочих станций в системе управления должно быть не более 60. Далее приводятся данные по типам рабочих станций и их максимально допустимому количеству в системе управления:

- max 1 станция Профессиональная Плюс (наличие в системе обязательно);
- max 10 станций Профессиональная;
- max 59 станций оператора;
- max 10 станций приложений.

Рабочие станции различаются по функциональным возможностям:

- станция Профессиональная Плюс - конфигурирование, управление, конфигурационная база данных системы управления;
- станция Профессиональная —. конфигурирование и управление;
- станция оператора - управление;
- станция приложений - база данных реального времени и набор приложений пользователя.

Система управления Delta V, так же как и I/A Series, является интегрированной системой. Но если в системе I/A Series имеется всего два типа рабочих станций (станция оператора WP и инженерная станция AW), то в системе Delta V типов рабочих станций больше (здесь представлено четыре типа).

Программное обеспечение рабочих станций Delta V лицензируется на включенные опции (пакеты программ).

Программное обеспечение станции Профессиональная Плюс включает:

- конфигурационную базу данных;
- студию конфигурирования;
- интерфейс оператора;
- настройщик Delta V;
- диагностику;
- архиватор данных;
- журнал событий и др.

Программное обеспечение станции оператора включает:

- интерфейс оператора;
- архиватор данных;
- просмотр архива.

Глава 19

АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

19.1. ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

Технология добычи и подготовки нефти включает ряд различных производственных процессов. Основные объекты промышленной технологии и их взаимодействие представлены на рис. 19.1.

Поднятая на поверхность различными способами (фонтанным, насосным, газлифтным) нефть от скважин по скважинным коллекторам направляется на групповую замерную установку

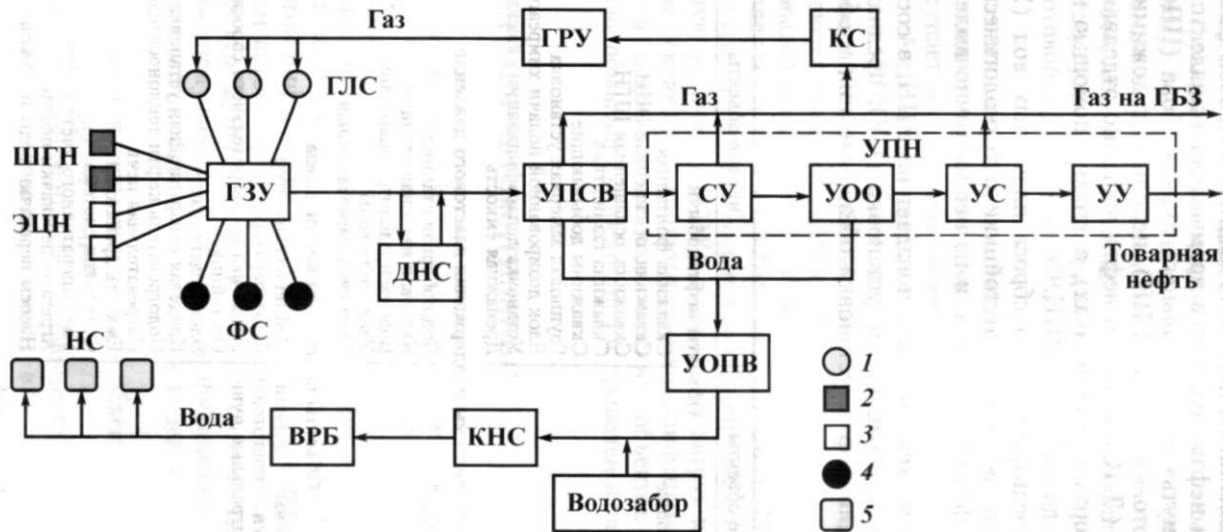


Рис. 19.1. Схема основных технологических объектов нефтяного промысла:

1 - газлифтные скважины (ГЛС); 2 - скважины, оборудованные ШГН; 3 - скважины, оборудованные ЭЦН; 4 - фонтанные скважины (ФС); 5 - нагнетательные скважины (НС)

(ГЗУ). Скважины поочередно подключаются к замерной установке для определения их дебита по жидкой и газовой фазам.

После замера нефть попадает в промысловый коллектор. Чтобы её «протолкнуть» до центрального пункта сбора (ЦПС) или установки подготовки нефти (УПН), используют дожимные насосные станции (ДНС). Здесь из нефти частично отделяют газ и воду (в сепараторах и отстойниках), а затем с помощью насосов транспортируют до ЦПС или УПН.

Установки предварительного сброса пластовых вод (УПСВ) могут включать в свой состав отстойники и технологические резервуары, где нефть отстаивается, и из нее частично выделяются вода и газ.

Частично обезвоженная нефть попадает на УПН, в состав которых включены сепарационные установки (СУ), предназначенные для дегазации нефти, установки обезвоживания и обессоли-

Таблица 19.1

Промысловые объекты	Типовые объекты
	Объекты нефтедобычи
Скважины добывающие	Скважина фонтанная Скважина, оснащенная ЭЦН Скважина, оснащенная ШГН Скважина газлифтная Скважины добывающие
Кусты скважин	Групповая замерная установка Блок дозированной подачи химреагента Установка депарафинизации скважин Дренажная ёмкость
	Объекты системы поддержания пластового давления
Объекты системы ППД	Водозаборная станция Кустовая насосная станция Водораспределительный блок Узел учёта воды Скважина нагнетательная
	Объекты подготовки нефти и газа
Дожимные насосные станции (ДНС), установки подготовки нефти (УПН), центральные пункты сбора (ЦПС)	Нефтегазосепаратор Газосепаратор Установка предварительного сброса воды Отстойник Электродегидратор Концевая сепарационная установка Подогреватель нефти теплоносителем Нагревательная печь Ёмкость дренажная Факельная система Узел оперативного учёта нефти Агрегаты перекачки нефти Насосы перекачки воды и стоков
Межпромысловые трубопроводы Резервуарные парки	

вания (**УОО**), установки стабилизации (**УС**) для выделения из нефти легких углеводородных фракций. Метан/этан/пропан/бутановые фракции имеют достаточно низкую температуру кипения и могут быть потеряны в процессе транспорта нефти по магистральным нефтепроводам.

Подготовленная (товарная) нефть направляется в товарный парк (резервуары), откуда её насосами через узлы коммерческого учёта готовой продукции (**УУ**) подают в магистральный нефтепровод.

Пластовая вода, выделенная из нефтяной эмульсии на установках предварительного сброса вод, установках подготовки нефти, поступает на установку очистки пластовых вод (**УОПВ**), после чего её снова закачивают в пласт через водораспределительные блоки (**ВРБ**) и нагнетательные скважины с помощью кустовой насосной станции (**КНС**) для улучшения притока нефти к забоям эксплуатационных скважин.

Газ, выделенный на технологических аппаратах УПСВ и УПН, направляется на газоперерабатывающий завод (**ГПЗ**). Часть этого газа подаётся компрессорной станцией (**КС**) на газораспределительную установку (**ГРУ**), а затем - в затрубное пространство нефтяных скважин, эксплуатируемых газлифтным методом.

Состав основных технологических объектов автоматизации нефтегазодобывающих предприятий приведен в табл. 19.1.

19.2. ОБЪЁМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

Каждый объект характеризуется объёмом автоматизации, т.е. степенью оснащённости технологического оборудования средствами автоматизации. Объём автоматизации определяет реальные возможности автоматического получения информации о ходе процесса или состоянии оборудования и дальнейшего использования этой информации для управления объектом.

Объём автоматизации любого технологического объекта определяется его **функциональной схемой автоматизации, перечнем сигналов**, получаемых с объекта и **функциями автоматизации**, реализуемыми на базе этих сигналов в целях контроля и управления.

Автоматизация технологического объекта подразумевает реализацию следующих функций:

- **измерение** значений технологических параметров (температуры, давления, расхода, уровня, влагосодержания, вибрации и т.д.);
- автоматическое **регулирование** технологических параметров

процесса (стабилизация технологических параметров на заданном уровне);

- автоматизированное дискретное **управление** режимами работы технологического оборудования;
- **сигнализация** отклонений технологических параметров от заданных значений, **сигнализация** состояния кранов (открыт/закрыт) и задвижек, а также оборудования (агрегат включен/выключен и т.п.);
- противоаварийная **защита** оборудования.

При **измерении** технологического параметра сигнал от измерительного преобразователя (ток, напряжение стандартного диапазона) по кабелю передается на контроллер, где подвергается первичной обработке (аналогово-цифровое преобразование, проверка на достоверность, фильтрация помех). От контроллера цифровой код по сети поступает на АРМ оператора, который видит на экране монитора значение параметра в размерном виде. Если при разработке системы управления была заложена функция **регистрации** этого параметра, то это значение будет внесено в исторический архив с возможностью просмотра значений параметра за произвольный отрезок времени. Упрощенная схема прохождения информационного сигнала в процессе измерения представлена на рис. 19.2.



Рис. 19.2. Схема прохождения сигналов в процессе измерения

Автоматическое регулирование технологического параметра подразумевает обратную связь с объектом. В контроллере измеренное значение параметра сравнивается с заданным (регламентным) значением. При наличии рассогласования контроллер (многоканальный регулятор) изменяет уровень воздействия на регулирующий клапан (на объект) в соответствии с алгоритмом (например, ПИД-закон регулирования). Расход материального потока через клапан изменится, и технологический параметр по истечении некоторого времени (время регулирования) примет заданное значение. Как правило, задание регулятору может изменяться с АРМ оператора. В некоторых случаях задание регулятору рассчитывается в зависимости от значений других



Рис. 19.3. Схема прохождения сигналов в процессе автоматического регулирования

параметров технологического процесса. Функция автоматического регулирования предполагает также возможность переключения системы на ручной режим с целью дистанционного управления регулирующим клапаном с АРМ оператора (рис. 19.3).

Функция автоматизированного управления предполагает подачу дискретного управляющего воздействия на исполнительное устройство оператором/диспетчером. В этом случае сигнал управления поступает в базу данных контроллера, который, в свою очередь, передает его на исполнительное устройство. При этом исполнительное устройство может находиться только в двух положениях (например, кран открыт/закрыт, насос включен/выключен и т.п.) (рис. 19.4).

После подачи управляющего воздействия необходимо подтверждение того, что команда выполнена. Для этого и требуется функция сигнализации состояния. Если команда управления прошла (кран открылся/закрылся, насос включился/выключился), должно сработать некоторое контактное устройство, замыкающее или размыкающее электрическую цепь. Этот дискретный сигнал направляется на контроллер, который передает его



Рис. 19.4. Схема прохождения сигналов при дискретном управлении



Рис. 19.5. Схема прохождения сигналов при сигнализации состояния

на АРМ оператора/диспетчера. В результате кран или насос изменят свой цвет на мнемосхеме технологического процесса (зеленый, красный), а также на экран будет выведено соответствующее сообщение (рис. 19.5).

Автоматизация технологических процессов предполагает и защиту оборудования от разрушения. Например, при перегреве подшипников насоса возможна авария, при больших нагрузках на штангу глубинного насоса возможен её обрыв и т.п. Функции технологической защиты иногда реализуются теми же контроллерами, на базе которых построена система управления. Но для объектов, авария на которых чревата тяжёлыми последствиями (разрушение дорогостоящего оборудования, возникновение пожара), создают автономные системы противоаварийной защиты (ПАЗ). Контроллеры ПАЗ функционируют в автоматическом режиме и в случае возникновения аварийной ситуации способны остановить агрегат (насос, компрессор), аппарат или полностью технологическую установку в соответствии с алгоритмами логического дискретного управления. Информация о запуске и действиях системы ПАЗ поступает на АРМ оператора. Оператор может отменить запуск системы ПАЗ или подтвердить его (рис. 19.6).

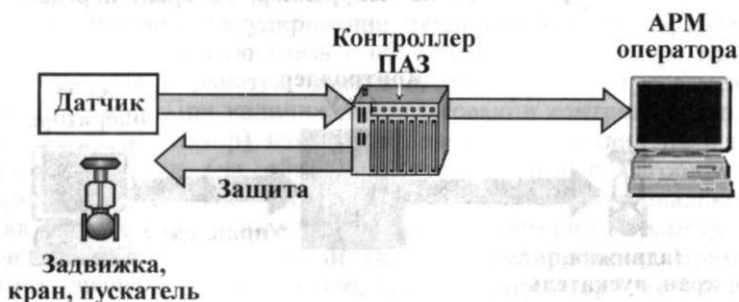


Рис. 19.6. Схема прохождения сигналов в системе аварийной защиты

Перечень сигналов, получаемых с объекта, и функции автоматизации можно задавать двумя способами:

- таблицей, каждая строка которой включает название сигнала (параметра) и набор функций;
- функциональной схемой автоматизации объекта.

Ниже приведен пример задания объёма автоматизации объекта табличным способом (табл. 19.2). В качестве объекта автоматизации выбран отстойник нефти. В таблице использованы следующие условные обозначения: И - измерение, Р - регулирование, У - управление, С - сигнализация, З - защита. Обозначение И подразумевает дистанционное измерение параметра, т.е. предполагается передача сигнала от измерительного преобразователя контроллеру и далее на АРМ оператора.

В соответствии с приведенным объёмом автоматизации отстойника измерению подлежат все шесть параметров, характеризующих работу этого аппарата. Уровни жидкости и раздела фаз должны регулироваться (стабилизироваться на заданных значениях). Кроме этого предусматривается сигнализация выхода значений уровня жидкости, уровня раздела фаз и давления в отстойнике за технологические и аварийные границы (уставки).

От неправильно выбранного объёма автоматизации того или иного объекта возможно возникновение нештатных ситуаций, аварий, являющихся источниками потерь.

Можно привести следующие примеры:

- Отказы или выход из строя подземного (ЭЦН, ШГН) или наземного оборудования скважин из-за отсутствия контроля соответствующих параметров режима или технического состояния (сопротивления изоляции, динамометрирования и т.п.).
- Попадание нефти в газовую магистраль факела, переливы в отстойниках и сепараторах, превышение содержания воды в нефти и попадание нефти в магистраль сброса воды на УПН из-за отсутствия программно-технических средств, обеспечивающих идентификацию в реальном времени указанных событий, а также утечек, порывов коллекторов.

Следует отметить, что информация, передаваемая с объекта управления на уровень АСУТП (операторная), используется не

Таблица 19.2

№ п/п	Параметры состояния отстойника	Функции автоматизации
1	Уровень жидкости	И, Р, С
2	Уровень раздела фаз	И, Р
3	Обводненность нефти на входе	И, С
4	Расход нефти	И
5	Расход воды	И
6	Давление	И, С

только для оперативного управления объектом автоматизации. Например, динамограмма, полученная со скважины для анализа подземного оборудования штангового глубинного насоса, несет информацию не только оператору ЦДНГ, который принимает решение по останову скважины. Критические динамограммы, несущие информацию о неисправностях оборудования, информация о дебитах скважин, о количестве пусков и остановов насоса, причинах остановов и т.п. нужна также и специалистам вышестоящего уровня управления (ЦИДС, НГДУ). Эта информация используется различными специалистами для поддержания объёмов добычи нефти на требуемом уровне, для остановки скважин с целью проведения профилактических ремонтов оборудования, для заказа необходимых запасных частей, для анализа производительности скважин промысла в целом, для задач моделирования и т.д.

В случае отсутствия на скважине, эксплуатируемой ШГН, средств динамометрирования и ваттметрирования ни оператор, ни специалисты вышестоящих уровней управления не будут располагать реальной информацией о состоянии оборудования такой скважины. В этом случае возможен аварийный останов скважины, который может потребовать длительного ремонта и простоя оборудования и, как следствие, вызвать большие финансовые потери.

Отсутствие оперативной информации о дебите скважины лишает возможности геологические службы предприятия принимать решения по поддержанию пластового давления, по оперативному управлению процессом добычи нефти на промысле.

Примечание. Приведенные в настоящей главе (в разделе 19.4) объёмы автоматизации следует рассматривать как обобщенные. Объёмы автоматизации объектов в разных нефтяных компаниях могут быть различными. Более того, объёмы автоматизации однотипных объектов в одной и той же нефтяной компании могут быть также различны. Для конкретного объекта объём автоматизации определяется рядом факторов, в частности:

- оценкой экономической эффективности вложения средств;
- возможностью управлять процессом без участия человека;
- промышленной и экологической безопасностью.

В свою очередь, повышение экономической эффективности предприятия часто может быть достигнуто применением новых функций и алгоритмов управления, которые на данный момент времени могут быть реализованы программно-техническими средствами автоматизации.

Именно этим и руководствовались авторы при выборе объё-

мов автоматизации объектов добычи и подготовки нефти. Реально на промыслах эти объемы на многих объектах ниже заявленных.

19.3. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ НА ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СХЕМАХ

Содержание и оформление функциональных схем автоматизации должно соответствовать действующим стандартам на условные графические изображения средств автоматизации и условные обозначения технологических параметров и реализуемых приборами функций (ГОСТ, ОСТ, РД). Далее рассмотрены условные обозначения средств автоматизации на функциональных схемах, соответствующие отраслевому стандарту ОСТ 36-27-77.

Графические условные обозначения приборов и средств автоматизации приведены в табл. 19.3.

Условные обозначения приборов и средств автоматизации должны состоять из графического и буквенного обозначения.

Буквенные обозначения наносятся в верхней части окружности и располагаются в следующем порядке:

- обозначение основной измеряемой величины;
- обозначение, уточняющее основную измеряемую величину (если это необходимо);
- функциональный признак прибора.

Если прибор может выполнять несколько функций, то их условные обозначения располагаются в определенном порядке - IRCSA (I - показание, R - регистрация, С - регулирование, S - включение, отключение, блокировка, А - сигнализация).

В случае применения дополнительных обозначений прибора на первом месте ставится буква, обозначающая измеряемую величину, а на втором - одна из дополнительных букв - E, T, Y:

- E - чувствительный элемент (первичное преобразование);
- T - дистанционная передача (промежуточное преобразование);
- Y - преобразование, вычислительные функции.

В нижней части окружности наносится позиционное обозначение прибора (цифрами - номер контура в системе автоматизации, прописными буквами или цифрами - положение прибора в контуре автоматизации).

Основные буквенные обозначения измеряемых величин приведены в табл. 19.4.

Таблица 19.3

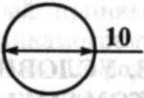

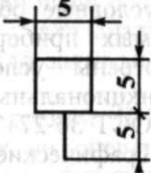
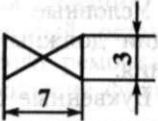



Наименование	Обозначение
Первичный измерительный преобразователь (датчик), устанавливаемый по месту	
Прибор, устанавливаемый на щите	
Исполнительный механизм, общее обозначение	
Регулирующий орган	
Линия связи	
Пересечение линий связи без соединения друг с другом	
Пересечение линий связи с соединением между собой	

Таблица 19.4

Обозначение	Измеряемая величина	
	Основная измеряемая величина	Уточнение основной измеряемой величины
D	Плотность	Разность, перепад давления
E	Любая электрическая величина	
F	Расход	Соотношение, доля, дробь
H	Размер, положение, перемещение	
L	Уровень	Интегрирование, суммирование по времени
M	Влажность	
N	Резервная буква	
P	Давление, вакуум	
Q	Величина, характеризующая качество	
T	Температура	
Y	Вязкость	
W	Масса	

Примеры условных обозначений систем контроля и регулирования технологических параметров приведены в табл. 19.5.

Таблица 19.5

Наименование	Изображение
<p>Контроль давления в трубопроводе с помощью показывающего прибора, установленного по месту</p>	
<p>Контроль расхода с помощью сужающего устройства, бесшкального первичного прибора с преобразователем и вторичного прибора на щите, осуществляющего показание и регистрацию</p>	
<p>Контроль уровня жидкости в технологическом аппарате с помощью бесшкального уровнемера, установленного по месту, с встроенным преобразователем и вторичного показывающего прибора на щите</p>	
<p>Контроль температуры в трубопроводе с помощью чувствительного элемента, установленного по месту, и измерительного прибора, установленного на местном щите</p>	
<p>Регулирование уровня жидкости в абсорбере: уровень жидкости измеряется установленным по месту бесшкальным уровнемером с преобразователем 1-1; на щите в операторной расположены показывающий и самопишущий вторичный прибор 1-2 и регулирующее устройство 1-3; выходной сигнал регулирующего устройства поступает к исполнительному устройству 1-4</p>	

Наименование	Изображение
<p>Регулирование давления в сепараторе с помощью первичного показывающего прибора с преобразователем 2-1, вторичного самопишущего прибора 2-2, регулирующего устройства 2-3 и исполнительного устройства 2-4</p>	
<p>Регулирование производительности центробежного насоса (Н-1) с электроприводом (ЭД) с помощью системы регулирования расхода (упрощённое изображение)</p>	

Функциональная схема автоматизации представляет собой чертёж, на котором показаны технологическое оборудование (упрощённо) и средства автоматизации.

Поскольку для поддержания нормального хода технологического процесса осуществляется контроль или регулирование ряда параметров, то на функциональной схеме каждой отдельной системе присваивается свой порядковый номер, а каждому элементу этой системы - цифра или буква в порядке прохождения сигнала, начиная с приёмного устройства. Например, в системе регулирования уровня жидкости в абсорбере использованы цифровые обозначения: буйковый уровнемер - 1-1, вторичный прибор - 1-2, регулирующее устройство - 1-3, исполнительное устройство - 1-4. Конкретная марка каждого устройства, обозначенного на функциональной схеме, указывается в спецификации на оборудование, включённой в пояснительную записку проекта.

Функциональные схемы автоматизации могут быть выполнены двумя способами: расположением группы средств автоматизации вблизи приёмных устройств и технологических аппаратов или вынесением всех средств автоматизации в нижнюю или верхнюю часть схемы с указанием их расположения на местных или центральном щитах (пульты) управления.

Преимущество первого способа - более наглядное представление о точках контроля и управления каждого технологического аппарата. При втором способе более четко прослеживается состав местных и центрального щитов (пультов) управления.

В случаях сложных технологических схем наряду с развернутым изображением каждого элемента данной системы с присвоением ему отдельного номера (система регулирования уровня в

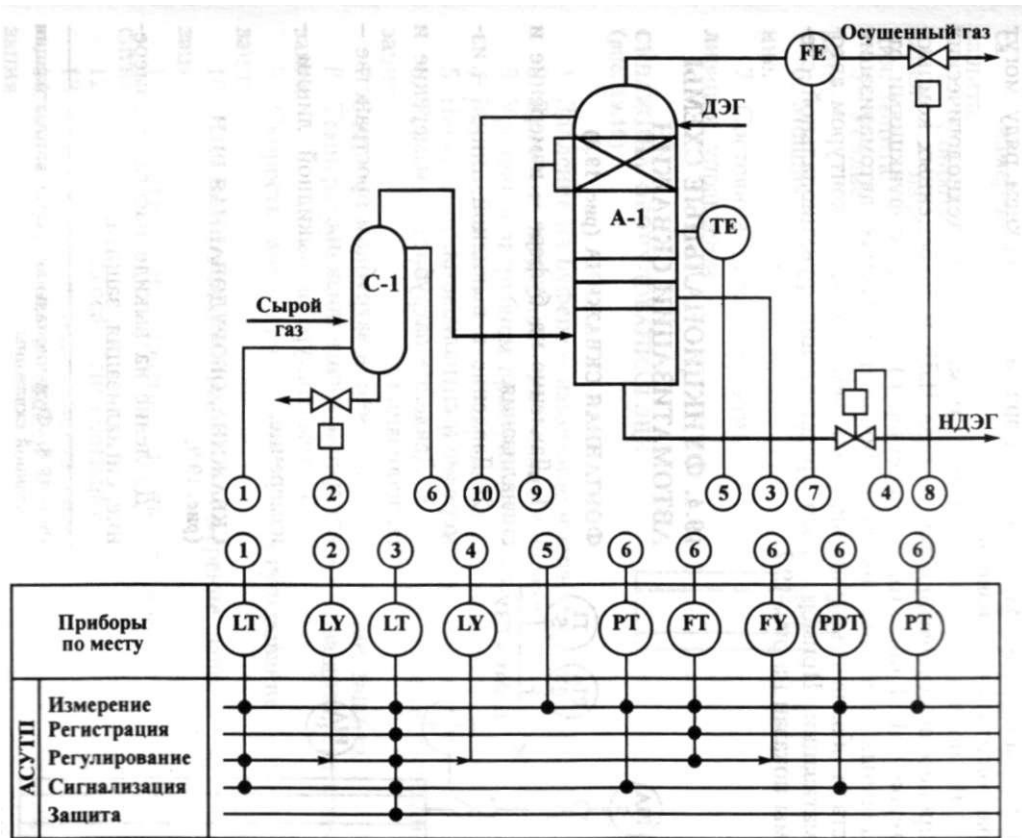


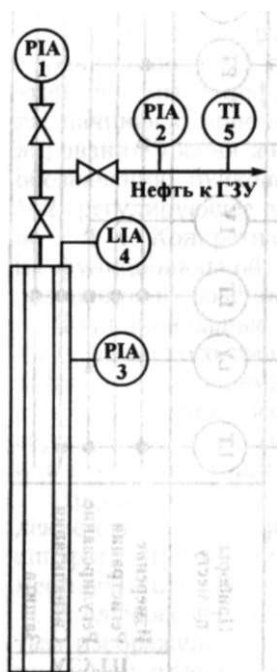
Рис. 19.7. Функциональная схема автоматизации процесса абсорбции природного газа

абсорбере) применяют упрощенное изображение системы, когда показывают приёмное и исполнительные устройства, а также блок приборов и регулирующих устройств в совмещённом изображении с присвоением этой системе только номера контура и последующей подробной расшифровкой всех её элементов в пояснительной записке (система регулирования подачи центробежного насоса).

Кроме того, в случаях сложных систем допускается разрыв линий связи с нумерацией обоих концов в местах разрыва. При этом номера линий связи, расположенные в нижнем ряду, должны следовать в возрастающем порядке, а в верхнем ряду могут располагаться произвольно.

В последнее десятилетие автоматизация технологических процессов осуществляется на базе ПЛК и современных компьютеров (АРМ операторов/диспетчеров). Наряду с функциями отдельных приборов на функциональных схемах автоматизации стали обозначать функции, реализуемые каждым контуром автоматизации. Пример такого представления функциональной схемы показан на рис. 19.7.

19.4. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ СХЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ СКВАЖИН



ФОНТАННАЯ СКВАЖИНА (рис. 19.8)

1. Давление на буфере - измерение и сигнализация.
2. Давление в выкидной линии - измерение и сигнализация.
3. Давление затрубное - измерение и сигнализация.
4. Уровень в затрубном пространстве - измерение и сигнализация.
5. Температура в выкидной линии - измерение.

СКВАЖИНА, ОБОРУДОВАННАЯ ШГН (рис. 19.9)

Давление на выкиде насоса - измерение, сигнализация, защита.

Рис. 19.8. Функциональная схема автоматизации фонтанной скважины

Рис. 19.9. Функциональная схема автоматизации скважины, оборудованной ШГН

1. Давление на устье скважины - измерение, сигнализация, защита.

2. Температура подшипников двигателя - сигнализация, защита.

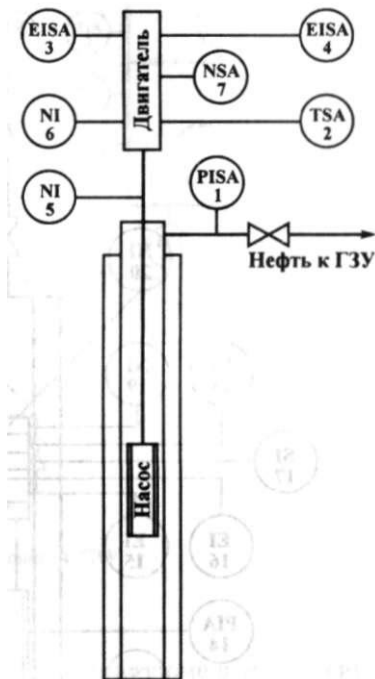
3. Ток электродвигателя насоса - измерение, сигнализация, защита.

4. Сопротивление изоляции кабеля - измерение, сигнализация, защита.

5. Усилие - динамометрирование.

6. Мощность - ваттметрирование.

7. Состояние насоса - сигнализация, управление.



СКВАЖИНА, ОБОРУДОВАННАЯ ЭЦН (рис. 19.10)

1. Давление на буфере - измерение и сигнализация.

2. Давление затрубное - измерение и сигнализация.

3. Уровень в затрубном пространстве - измерение.

4. Недогрузка по току - измерение, сигнализация.

5. Перегрузка по току - измерение, защита, сигнализация.

6. Ток электродвигателя насоса - измерение, защита, сигнализация.

7. Сопротивление изоляции кабеля - измерение, защита.

8. Температура статорной обмотки ПЭД - защита, сигнализация.

9. Скорость вращения турбины - регулирование, сигнализация.

10. Давление на выкиде насоса - измерение, защита, сигнализация.

11. Давление на приеме насоса - измерение, защита, сигнализация.

12. Состояние насоса - сигнализация.

13. Температура насоса - защита, сигнализация.

14. Давление масла в компенсаторе - измерение, сигнализация.

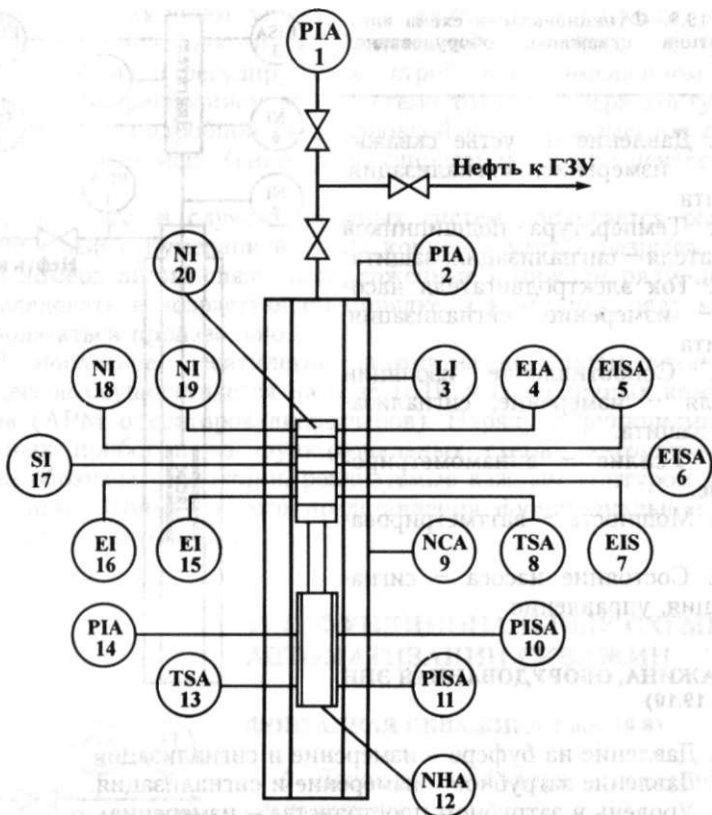


Рис. 19.10. Функциональная схема автоматизации скважины, оборудованной ЭЦН

15. Ток по фазе А, В, С - измерение.
16. Напряжение по фазе А, В, С - измерение.
17. Уровень вибрации - измерение.
18. Мгновенная активная мощность - измерение.
19. Мгновенная реактивная мощность - измерение.
20. Ваттметрирование.

ГРУППОВАЯ ЗАМЕРНАЯ УСТАНОВКА (рис. 19.11)

1. Давление в общем коллекторе - измерение, сигнализация.
2. Температура жидкости на выходе - измерение, сигнализация.
3. Дебит скважины по газу - измерение.
4. Дебит скважины по нефти - измерение.

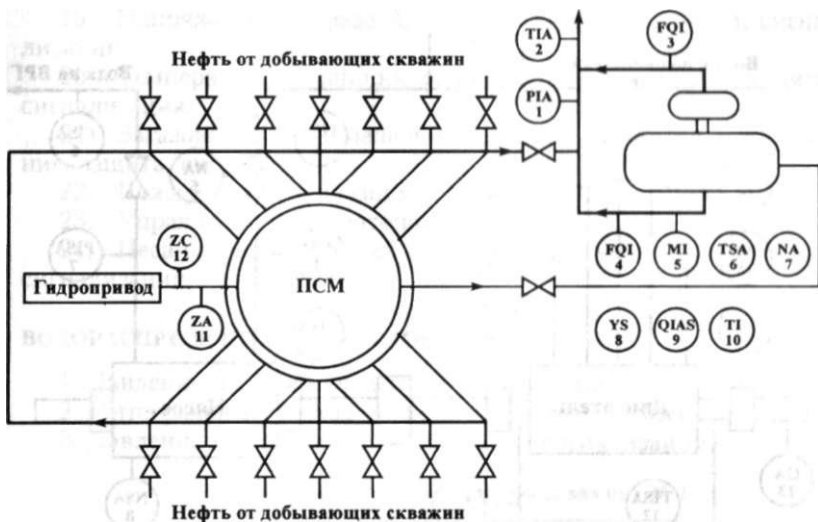


Рис. 19.11. Функциональная схема автоматизации ГЗУ

5. Обводненность нефти - измерение.
6. Пожарная сигнализация.
7. Несанкционированный доступ в блочное помещение - сигнализация.
8. Управление вентилятором.
9. Загазованность в технологическом блоке - измерение, защита, сигнализация.
10. Температура в помещении ГЗУ - измерение.
11. Контроль состояния переключателя скважин - сигнализация.
12. Управление положением ПСМ.

19.5. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ СХЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ ЦЕХА ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

КУСТОВАЯ НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ (рис. 19.12)

1. Перепад давления на фильтре - измерение, сигнализация.
2. Температура на приеме насосной установки - измерение, защита, сигнализация.
3. Давление на приеме насоса - измерение, защита, сигнализация.

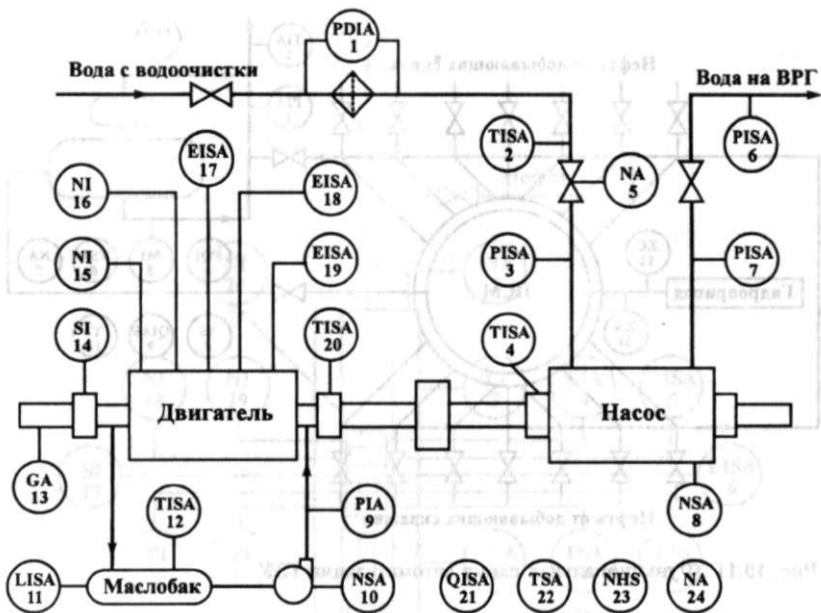


Рис. 19.12. Функциональная схема автоматизации КНС

4. Температура гидропаты - измерение, защита, сигнализация.
5. Положение задвижек насоса - сигнализация.
6. Давление в выкидном трубопроводе - измерение, защита, сигнализация.
7. Давление на выкиде насоса - измерение, защита, сигнализация.
8. Состояние насоса - сигнализация.
9. Давление масла в маслolinии - измерение, сигнализация.
10. Состояние масляного насоса - сигнализация.
11. Уровень масла в маслобаке - измерение, защита, сигнализация.
12. Температура масла в системе смазки - измерение, защита, сигнализация.
13. Осевое смещение вала электродвигателя - сигнализация.
14. Вибрация подшипников насоса и электродвигателя - измерение.
15. Мгновенная активная мощность - измерение.
16. Мгновенная реактивная мощность - измерение.
17. Сопротивление изоляции - измерение, защита, сигнализация.
18. Ток по фазе А, В, С - измерение, защита, сигнализация.

19. Напряжение по фазе А, В, С - измерение, защита, сигнализация.
20. Температура подшипников агрегата - измерение, защита, сигнализация.
21. Загазованность помещения насосных агрегатов - измерение, защита, сигнализация.
22. Пожарная сигнализация - защита, сигнализация.
23. Управление вентилятором.
24. Несанкционированный доступ в блочное помещение сигнализация.

ВОДОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ БЛОК (рис. 19.13)

1. Давление в общем коллекторе - измерение.
2. Интегральный расход воды на скважину - измерение.
3. Давление на скважину - измерение, сигнализация.

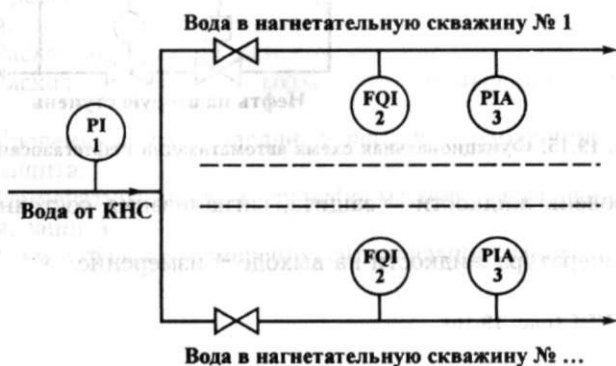


Рис. 19.13. Функциональная схема автоматизации ВРБ

НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ СКВАЖИНА (рис. 19.14)

1. Давление на устье скважины - измерение, сигнализация.
2. Давление в коллекторе - измерение, сигнализация.

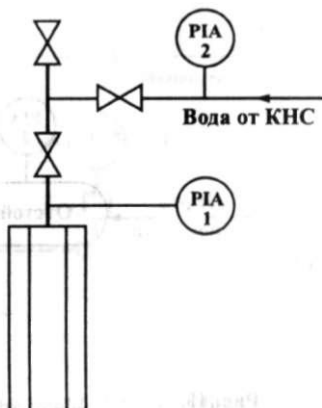


Рис. 19.14. Функциональная схема автоматизации нагнетательной скважины

19.6. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ СХЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ОСНОВНЫХ ОБЪЕКТОВ ЦЕНТРАЛЬНОГО ПУНКТА СБОРА

НЕФТЕГАЗОСЕПАРАТОР (рис. 19.15)

1. Давление в сепараторе - измерение, сигнализация.
2. Уровень жидкости - измерение, регулирование, сигнализация предельных значений.

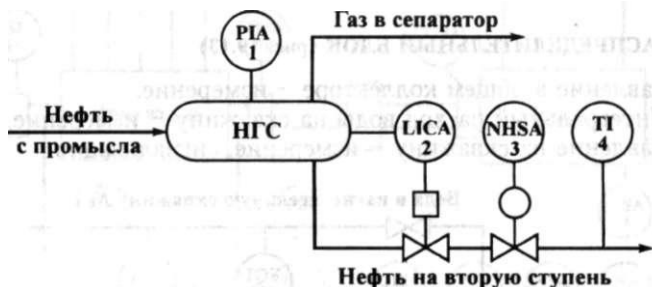


Рис. 19.15. Функциональная схема автоматизации нефтегазосепаратора

3. Уровень жидкости - защита, сигнализация состояния клапана.
4. Температура жидкости на выходе - измерение.

ОТСТОЙНИК (рис. 19.16)

1. Давление в отстойнике - измерение, сигнализация.
2. Расход нефти интегральный - измерение.

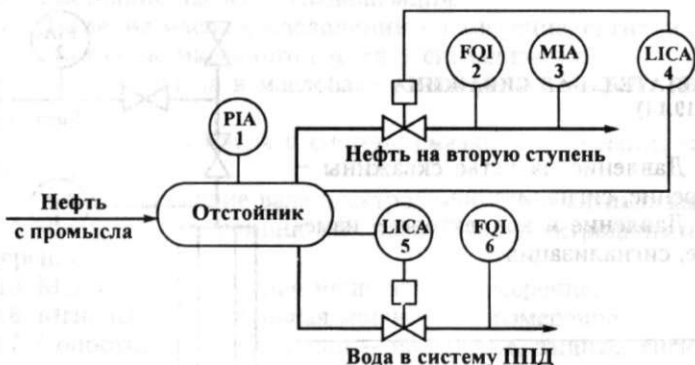


Рис. 19.16. Функциональная схема автоматизации отстойника

3. Обводненность нефти - измерение, сигнализация.
4. Уровень жидкости - измерение, регулирование, сигнализация предельных значений.
5. Уровень раздела фаз (нефть - вода) - измерение, регулирование, сигнализация предельных значений.
6. Расход воды интегральный - измерение.

ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОР (рис. 19.17)

1. Давление нефти на выходе - измерение, регулирование.
2. Расход нефти на выходе - измерение.
3. Обводненность нефти на выходе - измерение, сигнализация.
4. Уровень раздела фаз - измерение, регулирование, сигнализация.
5. Расход дренажной воды - измерение.
6. Расход пресной воды - измерение, регулирование.
7. Уровень масла в масляных вводах - измерение, сигнализация, защита.
8. Температура масла в трансформаторе - измерение, сигнализация, защита.
9. Токи в фазах - измерение, сигнализация, защита.

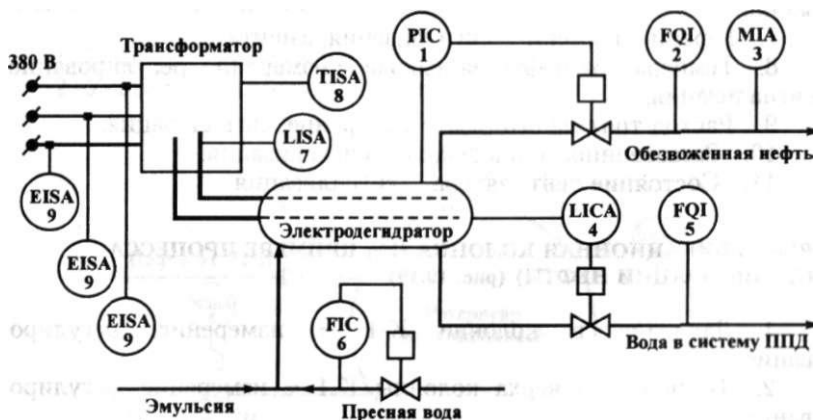


Рис. 19.17. Функциональная схема автоматизации электродегидратора

ПЕЧЬ (рис. 19.18)

1. Температура нефти на входе - измерение, сигнализация.
2. Давление нефти - измерение, сигнализация, защита.
3. Состояние печи - измерение, сигнализация, защита.
4. Температура дымовых газов - измерение, сигнализация, защита.

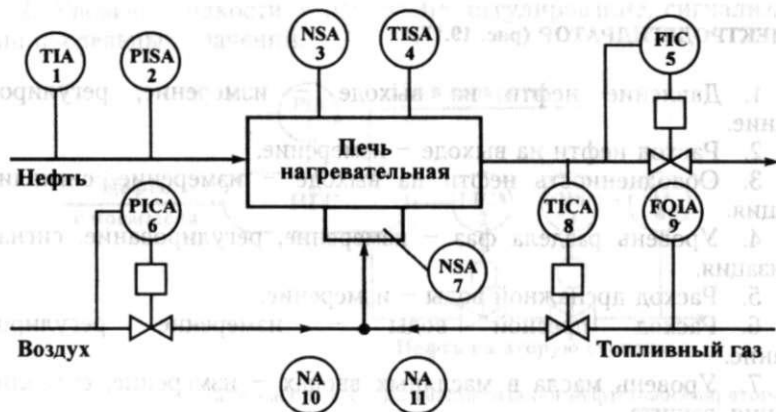


Рис. 19.18. Функциональная схема автоматизации нагревательной печи

5. Расход нефти - измерение, регулирование, сигнализация.
6. Давление воздуха - измерение, регулирование, сигнализация.
7. Горение пламени - сигнализация, защита.
8. Температура нефти на выходе - измерение, регулирование, сигнализация.
9. Расход топливного газа - измерение, сигнализация.
10. Загазованность площадки - сигнализация.
11. Состояние вентилятора - сигнализация.

РЕКТИФИКАЦИОННАЯ КОЛОННА (НА ПРИМЕРЕ ПРОЦЕССА СТАБИЛИЗАЦИИ НЕФТИ) (рис. 19.19)

1. Давление в колонне К-1 - измерение, регулирование.
2. Температура верха колонны К-1 - измерение, регулирование.
3. Температура на выходе печи П-1 - измерение, регулирование.

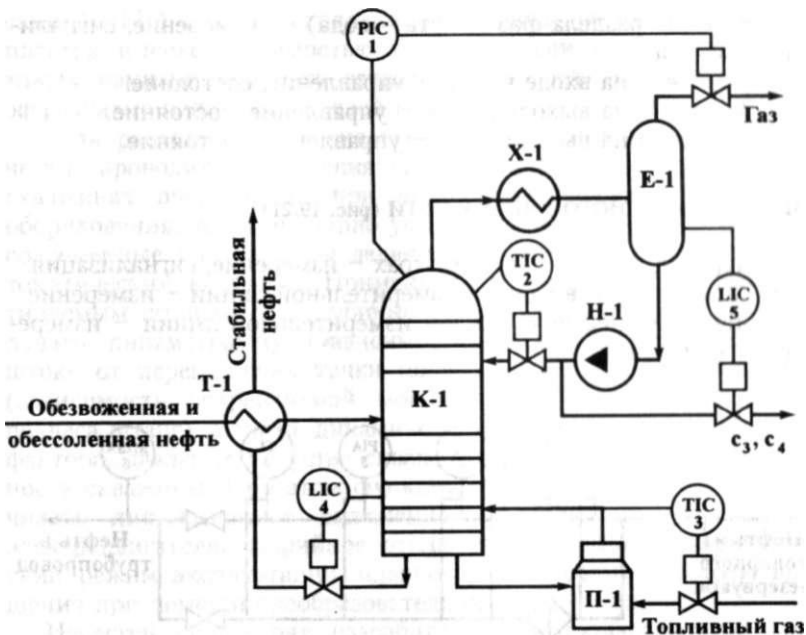


Рис. 19.19. Функциональная схема автоматизации процесса стабилизации нефти

4. Уровень в колонне К-1 - измерение, регулирование.
5. Уровень в ёмкости Е-1 - измерение, регулирование.

РЕЗЕРВУАР ТОВАРНОЙ НЕФТИ (рис. 19.20)

1. Температура в резервуаре - измерение.
2. Уровень жидкости - измерение, сигнализация, защита.

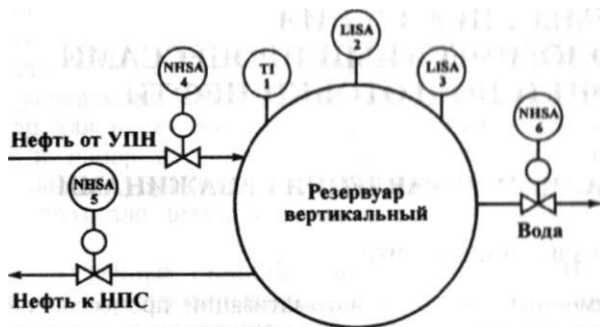


Рис. 19.20. Функциональная схема автоматизации резервуара

3. Уровень раздела фаз (нефть - вода) - измерение, сигнализация, защита.
4. Задвижка на входе нефти - управление, состояние.
5. Задвижка на выходе нефти - управление, состояние.
6. Задвижка на выходе воды - управление, состояние.

УЗЕЛ ОПЕРАТИВНОГО УЧЁТА НЕФТИ (рис. 19.21)

1. Перепад давления на фильтрах - измерение, сигнализация.
2. Расход нефти в каждой измерительной линии - измерение.
3. Давление нефти в каждой измерительной линии - измерение, сигнализация.

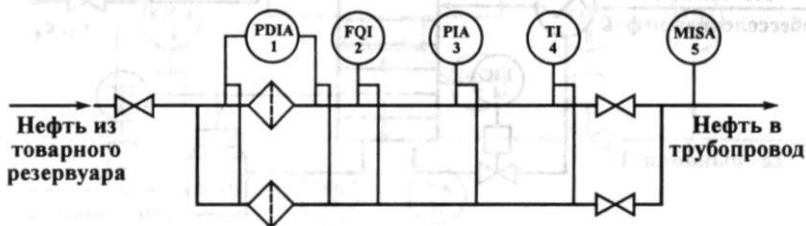


Рис. 19.21. Функциональная схема автоматизации узла оперативного учета нефти

4. Температура нефти в каждой измерительной линии - измерение.
5. Обводнённость нефти - измерение, сигнализация, защита.

Глава 20

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

20.1. СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ СКВАЖИНАМИ

СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ШГН

Современный подход к автоматизации процессов нефтедобычи диктует жесткие требования к программно-аппаратным комплексам контроля и управления штанговыми глубинными насо-

сами (ШГН). Это обусловлено истощением ресурсов нефтяных пластов, высокой стоимостью электроэнергии, стремлением нефтяных компаний снизить затраты на ремонт скважин и более эффективно использовать свой персонал.

Если раньше технические средства позволяли лишь периодически проводить измерения технологических параметров на скважинах операторами при помощи переносных комплектов оборудования, то стационарно установленные на месторождениях современные контроллеры делают возможным непрерывный автоматический контроль. Применительно к скважинам, эксплуатируемым штанговыми глубинными насосами, это позволило получать динамограмму (зависимость усилия на полированном штоке от перемещения точки подвеса штанг), ваттметрограмму (зависимость потребляемой мощности от перемещения точки подвеса штанг), а также динамический уровень, влияние газового фактора, давление на устье скважины, суточную производительность скважины. При этом функции управления должны обеспечивать дистанционное включение и отключение приводного электродвигателя, аварийное отключение установки, периодический режим эксплуатации, плавное регулирование частоты вращения при помощи преобразователя частоты.

Известен целый ряд разработчиков и производителей контроллеров и станций управления для установок ШГН. Среди отечественных разработчиков можно выделить НПО «Интротест» (Екатеринбург), НПО «МИР», (Омск), НПФ «Интек» (Уфа), НПФ «Экое» (Уфа), НПФ «Шатл» (Казань) и др.

Использование современных интеллектуальных контроллеров обеспечивает решение таких задач, как автоматизация работы станка-качалки, оптимизация режимов работы оборудования, оперативное выявление аварийных ситуаций и несоответствия режимов эксплуатации оборудования, оперативная передача информации о состоянии объекта на пульт оператора по системе телемеханики.

Системы телемеханики на сегодняшний день строятся, как правило, с использованием радиоканала. Поэтому типичная станция управления включает в себя контроллер, силовой коммутатор для включения и отключения электродвигателя, радиомодем и набор датчиков технологических параметров. Отдельные станции управления имеют в своём составе преобразователи частоты для регулирования частоты вращения электродвигателя.

Для отечественных станций управления (СУ) ИНН характерно отсутствие встроенных средств ввода/вывода информации непосредственно на скважине - дисплеев и клавиатуры. Лишь несколько типов СУ поддерживают управление частотным пре-

образователем (регулирование скорости вращения электродвигателя).

В качестве примера предлагается поподробнее остановиться на характеристике станции управления ШГН МИР СУ-01, НПО «МИР», г. Омск.

Станция управления ШГН с частотно-регулируемым приводом МИР СУ-01 предназначена:

- для автономного, дистанционного или по алгоритму управления частотой вращения асинхронного электродвигателя станка-качалки с короткозамкнутым ротором;
- для поддержания оптимального режима откачки при механизированной добыче нефти штанговыми глубинными насосами;
- для защиты электропривода станка-качалки при аварийных режимах работы.

Станция обеспечивает:

- плавный пуск привода станка-качалки (ограничение пускового тока при запуске);
- плавное регулирование частоты вращения электродвигателя привода станка-качалки в диапазоне $0 \dots 1,2 N_{BOM}$, где N_{BOM} - частота вращения электродвигателя;
- оптимизацию режима работы нефтяной скважины;
- дистанционное управление работой станка-качалки (вкл/выкл., изменение скорости электродвигателя, задание уставок, параметров и т.д.);
- экономию потребляемой мощности за счёт оптимизации частоты качания и точности балансировки механизма станка-качалки;
- электронную защиту оборудования при аварийных ситуациях;
- возможность интеграции в систему телемеханики и SCADA-системы;
- точное определение разбалансировки механизма станка-качалки (в %).

Дополнительные функциональные возможности станции МИР СУ-01:

- управление в автоматическом и ручном режимах;
- автоматическое поддержание температуры в требуемых пределах (обогрев/вентиляция);
- связь с системой телемеханики по интерфейсу RS-232/485 и передача данных (/, U , P , F_{BbIX} , Г-щ., аварии, уставки, % разбалансировки, команды телеуправления и др.) в формате протокола Modbus;
- возможность работы (в случае неисправности преобразователя частоты) в режиме обычной станции с функциями пуск/стоп/сброс;

- индикация рабочих параметров электродвигателя и преобразователя частоты на ЖК-дисплее;
- возможность снятия блокировки сработавших защит;
- наличие местного освещения внутри станции;
- формирование и передача в систему телемеханики сигнала «МЕХФОНД» о состоянии электродвигателя;
- управление частотой работы привода в зависимости от величины динамического уровня скважины.

Основные технические характеристики станции МИР СУ-01:

- Диапазон регулирования выходной частоты, Гц - 0,1...60; 0,1...100 (для соответствующего типа двигателя).
- Программируемое время разгона двигателя (от $N = 0$ до $N_{НОМ}$), с - 12...300.
- Время задержки перезапуска при снижении напряжения сети, с - 20...30.
- Виды автоматического защитного отключения - от перегрузки по напряжению, от перегрузки по току, от короткого замыкания, от перекоса фазных напряжений, от перегрева двигателя, от пониженного напряжения, от обрыва ремней станка-качалки, от обрыва штанг станка-качалки.
- Диапазон температуры окружающего воздуха при эксплуатации - от минус 40 до плюс 40 °С.
- Преобразователь частоты серии АПЧ-30.
- Контроллер станции МИР КТ-50.

Функции АПЧ-30 и МИР КТ-50:

- выполнение измерений по трем фазам тока и питающего напряжения электродвигателя;
- вычисление в реальном времени активной мощности;
- построение графика потребляемой энергии в течение каждого цикла качания с хранением графика в памяти контроллера;
- математическая обработка результатов измерения для определения состояний оборудования по ваттметрограмме;
- оперативное управление станком-качалкой по результатам анализа рассчитанных параметров и состоянию датчиков.

СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ПОГРУЖНЫМИ ЭЦН

Среди известных производителей станций управления ЭЦН можно выделить:

- НПФ «Экое» (Уфа) - СУС-01, АСУС-02 (ШГН), АСУПН-01 (ЭЦН);
- Нефтяная электронная компания (Полозна) - «НЭК-02»; «НЭК-03», «НЭК-04», «НЭК-06», «НЭК-07» (ЭЦН);
- Ижевский радиозавод - ИРЗ-500 (ЭЦН);

- ЗАО Электон (Радужный) - Электон-05 (ЭЦН);
- ЗАО Триол (Москва) - АК06 (ЭЦН).

Все эти предприятия выпускают станции управления с преобразователем частоты и возможностью плавного пуска и остановки электродвигателя.

СТАНЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ТРИОЛ АК06

Новая серия станций управления Триол АК06 является дальнейшим развитием серии АК03. Станция управления предназначена для управления и защиты приводного асинхронного электродвигателя погружных установок электроцентробежных насосов добычи нефти и реализует:

- Управление приводом погружного электроцентробежного насоса.
- Полный спектр защит погружного электродвигателя и технологического оборудования в аварийных режимах и нештатных ситуациях.
- Оптимизацию режимов работы оборудования.
- Отображение и передачу текущей информации о состоянии электроцентробежного насоса при помощи средств телеметрии.

Станция управления Триол АК06 обеспечивает:

- включение и отключение электродвигателя;
- работу электродвигателя в режимах «ручной» и «автоматический»;
- работу по задаваемой временной программе с отдельно программируемыми временами включенного и отключенного состояния погружного электродвигателя (ПЭД);
- ручное управление частотой вращения двигателя с пульта управления и дистанционное с диспетчерского пульта управления;
- автоматическое изменение выходной частоты по задаваемой временной программе;
- плавный разгон и торможение ПЭД с заданным темпом;
- реверсирование электродвигателя;
- автоматическое включение электродвигателя с регулируемой выдержкой времени при подаче напряжения питания;
- автоматическое поддержание заданного значения технологического параметра (давления, динамического уровня);
- толчковый режим пуска электродвигателя (может быть использован для расклинивания погружной установки);
- возможность пуска ПЭД при наличии турбинного вращения насоса;
- определение производительности насосной установки;

- ведение журнала событий с фиксацией времени каждого события;
- непрерывный контроль сопротивления изоляции системы «кабель-ПЭД» с отключением ПЭД при его недопустимом снижении;
- возможность работы при сниженном сопротивлении изоляции системы «кабель-ПЭД» с быстродействующим отключением при перегрузке;
- измерение и отображение на встроенном жидкокристаллическом индикаторе текущих параметров установки (выходная частота, выходной ток ПЧ, ток ПЭД, выпрямленное напряжение звена постоянного тока ПЧ, значения сигналов датчиков ТМС);
- возможность дистанционного управления электродвигателем, контроля параметров, просмотра и изменения уставок защит через систему телеметрии по протоколу Modbus;
- запись информации о причинах включений и отключений ПЭД, а также запись текущих параметров при работе во встроенную энергонезависимую память;
- наружную световую сигнализацию о состоянии установки (работа, ожидание, останов);
- подключение геофизических или наладочных приборов к розетке 220 В 6 А.

20.2. АСУТП ЦЕХА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА (ЦДНГ) НА БАЗЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ФИРМЫ CONTROL MICROSYSTEMS

ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ

ЦДНГ включает в свой состав следующие объекты:

- кусты нефтяных скважин;
- водозаборные скважины;
- дожимную насосную станцию;
- модульные кустовые насосные станции МКНС-1, МКНС-2;
- коммерческий узел учета газа;
- коммерческий узел учета нефти.

Добывающие скважины эксплуатируются как фонтанным, так и механизированным способом (ШГН, ЭЦН). Для измерения дебита кусты скважин оборудованы АГЗУ.

Дожимная насосная станция предназначена для подачи нефти на установку подготовки нефти. ДНС имеет в своем составе два центробежных насоса, два сепаратора, четыре теплообменника,

блок дозирования реагента, два резервуара (нефть и пластовая вода), узел оперативного учёта нефти.

Модульные кустовые насосные станции снабжены двумя насосными агрегатами (каждая).

НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

Система предназначена для выполнения функций:

- дистанционного контроля состояния и управления технологическим и электротехническим оборудованием на объектах ЦДНГ (добывающие и нагнетательные скважины, ГЗУ, МКНС, БНГ, ДНС, УПН), а также сбора, хранения, обработки и выдачи технологической информации специалистам функциональных служб;
- оперативного учёта добываемых нефти, газа и воды;
- учёта воды, закачиваемой в нагнетательные скважины;
- поддержания заданного технологического режима нефтедобычи и анализа причин отклонения от заданного режима;
- анализа распределения добычи нефти по фонду нефтяных скважин, продуктивным пластам, по бригадам;
- оценки и анализа недобора нефти из-за простоя технологического оборудования скважин, анализа отказов технологического оборудования, времени наработки.

СТРУКТУРА КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ АСУТП ЦДНГ

В структуре системы выделены следующие уровни (рис. 20.1):

- Нижний уровень - первичные приборы (датчики, преобразователи) на контролируемых объектах (скважины, кусты скважин, объекты ППД, технологические объекты на площадках ДНС и УПН);
- Средний уровень - локальные системы контроля и управления (контроллеры);
- Верхний уровень - уровень местного ДП на УПН, уровень местного ДП на ДНС, уровень ДП системы в административно-бытовом комплексе (АБК) ЦДНГ.

Комплекс технических средств (КТС) нижнего уровня представлен датчиками давления, температуры, уровня, расхода различных производителей. В системе управления используются также станции управления ЭЦН «Борец 11ТМ1», станции управления насосным агрегатом МКНС «САУНА-4», вихревой расходомер-счетчик газа «ВРСГ-1» на узле коммерческого учёта газа, установки измерения дебита жидкости типа «Электрон».

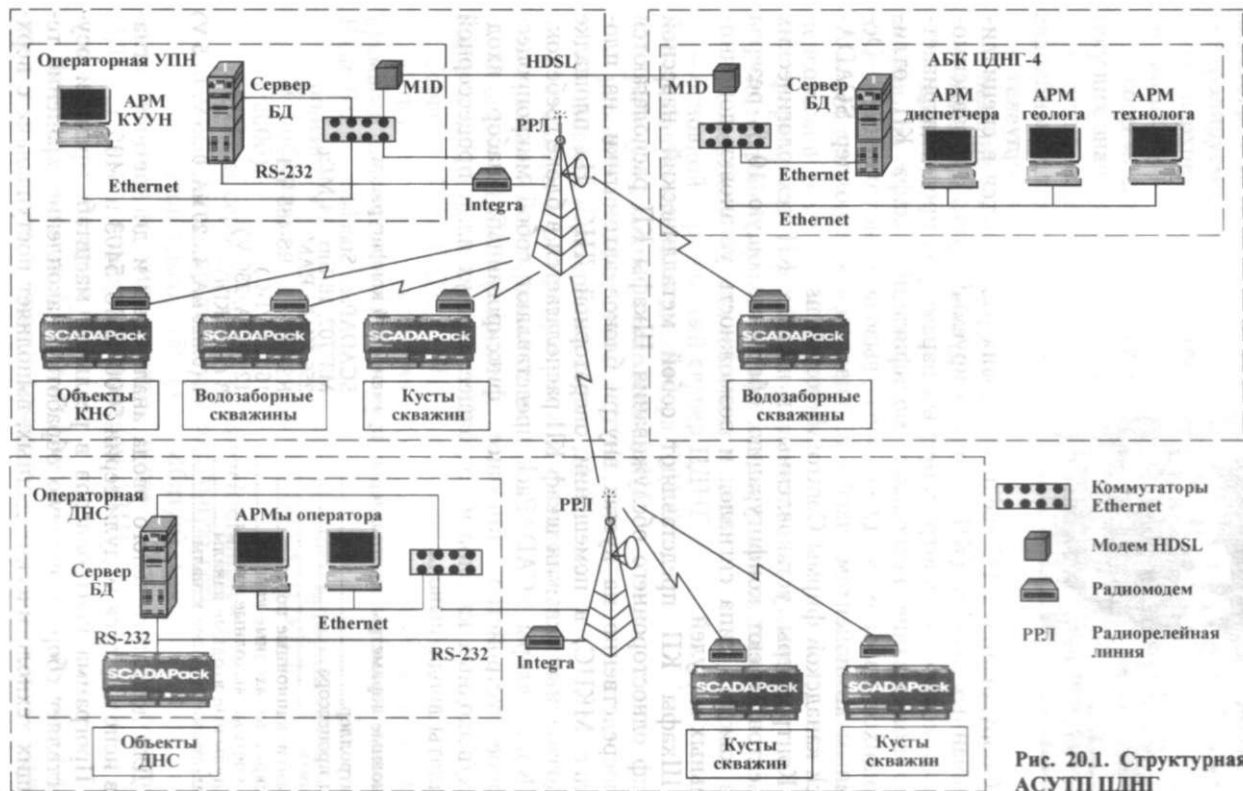
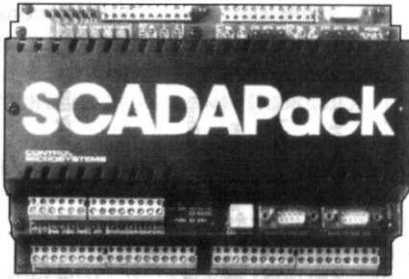


Рис. 20.1. Структурная схема АСУТП ЦДНГ

Рис. 20.2. Контроллер SCADAPack



Оборудование КТС среднего уровня размещается в специализированных шкафах (КП - контролируемый пункт). В зависимости от количества контролируемых параметров предусматривается использование нескольких модификаций шкафа КП, отличающихся набором модулей ввода/вывода и исполнением. Основным компонентом шкафа КП является контроллер SCADAPack канадской фирмы Control Microsystems.

Контроллеры, установленные в шкафах КП технологических объектов, имеют конфигурацию, обеспечивающую 10 % резерва для каждого типа сигналов и возможность установки дополнительных модулей.

Шкафы КП представляют собой металлический навесной шкаф одностороннего обслуживания. Шкафы КП располагаются непосредственно на кустах внутри блоков автоматики, на площадке МКНС, в помещении операторной ДНС. На площадке водозаборных скважин шкаф КП располагается в блоке гребенок.

Контроллеры SCADAPack представляют собой микропроцессорное устройство, имеющее фиксированный набор входных/выходных каналов и состоящее из двух плат: процессорной и платы ввода/вывода.

Основные параметры контроллеров применяемой конфигурации

Контроллер.....	SCADAPack Standard
Тип процессора.....	M37702, 16 Бит, 14 МГц
Память.....	256 Кбайт RAM
Коммуникационные порты.....	RS-232 - 2, RS-485 - 1
Дискретные входные каналы.....	16 (24 VDC)
Дискретные выходные каналы.....	12 (0,5 А/230 V)
Импульсные входные каналы.....	3 (до 5 КГц)
Аналоговые входные каналы.....	8 (0...20 mA, 4...20 mA, 0...5 V, 1...5 V)

Для дополнительного ввода аналоговых и дискретных сигналов используются модули серии 5000: 5506, 5403 и 5405.

Программа контроллеров в реальном масштабе времени осуществляет сбор, первичную обработку, накопление, хранение текущих технологических данных, выполняет поступающие с верх-

него уровня команды управления, выполняет автоматическое управление агрегатами и механизмами, регулирование заданных параметров и производит диагностику состояния оборудования контролируемого пункта.

На верхнем уровне система управления выполняет следующие функции:

- сбор информации с технологических объектов, регистрация текущих значений технологических параметров;
- сигнализация отклонений технологических параметров за аварийные и технологические границы;
- телеуправление;
- ведение базы данных;
- наглядное представление хода технологического процесса;
- хранение информации по замерам технологических параметров, по изменению состояния оборудования, аварийной сигнализации;
- обслуживание информационных запросов обслуживающего персонала в диалоговом режиме;
- формирование регламентных отчетных документов;
- интерфейс с другими информационными системами.

КТС верхнего уровня включает в себя:

- основной и резервный сервер ЦДНГ;
- рабочую станцию диспетчера ЦДНГ;
- рабочую станцию технолога ЦДНГ;
- рабочую станцию геолога ЦДНГ;
- основной и резервный сервер ДНС;
- основную и резервную рабочие станции оператора ДНС;
- основной и резервный сервер УПН.

Серверы ЦДНГ, рабочие станции диспетчера, технолога и геолога ЦДНГ размещены в АБК ЦДНГ.

Серверы ЦДНГ, ДНС, УПН включают в себя:

- подсистему управления обменом данными с контролируемыми пунктами (КП) - сервер (протокол) обмена - Visual Basic 6.0;
- подсистему обработки данных, ведение истории технологической информации - сервер базы данных (СУБД - MS SQL Server 2000).

Для связи сервера ЦДНГ с рабочей станцией диспетчера, технолога и геолога, для выхода в локальную сеть ЦДНГ используется коммутатор Cisco 3750 (100 Мбит/с). Соединение осуществляется кабелем типа «витая пара». Связь SCADA-сервера ЦДНГ с технологическим сервером УПН осуществляется с помощью HDSL-модемов М1Д.

Для связи сервера УПН с АРМом КУУН (коммерческий узел учёта нефти), для выхода в локальную сеть ЦДНГ используется

коммутатор Cisco 3750 (порт 100 Мбит/с). Соединение осуществляется кабелем типа «витая пара». Связь SCADA-сервера УПН с технологическим сервером ДНС осуществляется по радиорелейному каналу.

Для связи сервера ДНС с основной и резервной станциями оператора ДНС, для выхода в локальную сеть ЦДНГ используется коммутатор Cisco 3750 (порт 100 Мбит/с). Соединение осуществляется кабелем типа «витая пара».

Связь между серверами местных ДП и технологическими объектами осуществляется по радиоканалу с использованием радиомодемов Integra-TR. Integra-TR - это высокоскоростной радиомодем для передачи всех типов данных, соответствующий новому стандарту FCC, спроектированный специально для потребностей систем сбора и обработки информации, телеметрических и управляющих устройств. Модем Integra-TR работает со многими типами контроллеров и совместим с их протоколами.

Серверы представляют собой компьютеры промышленного исполнения фирмы Hewlett Packard в следующей конфигурации:

- 2 процессора Intel Xeon -3 ГГц;
- 1 Гбайт оперативной памяти;
- цветной монитор LCD 21";
- видеокарта (64 Мб видеопамяти);
- два жестких магнитных диска емкостью не менее 120 Гбайт;
- комбинированный привод CD-DVD;
- два последовательных порта RS-232;
- сетевая карта Ethernet 100 Мбит/с;
- накопители для резервного копирования баз данных.

Рабочие станции представляют собой компьютеры следующей конфигурации:

- процессор Pentium 4 - 3,0 ГГц;
- 1 Гбайт оперативной памяти;
- видеокарта (128 Мб видеопамяти);
- жёсткий магнитный диск ёмкостью не менее 80 Гбайт;
- два последовательных порта RS-232;
- параллельный и USB порт (2 шт.) для подключения принтера;
- цветной монитор LCD 21";
- звуковая карта, колонки;
- лазерный принтер;
- сетевая карта Ethernet 100 Мбит/с.

ОРГАНИЗАЦИЯ СБОРА, ПЕРЕДАЧИ И ХРАНЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ

Сбор первичной информации от технологических объектов (кустов скважин) осуществляется программируемыми логиче-

скими контроллерами SCADAPack. Эта информация хранится в виде массивов данных в оперативной памяти контроллера (рис. 20.3).

Обмен информацией между контроллером и сервером реализуется при помощи сообщений. Сообщения формируются контроллером в следующих случаях:

- изменение дискретного параметра;
- окончание времени замера интегрального параметра;

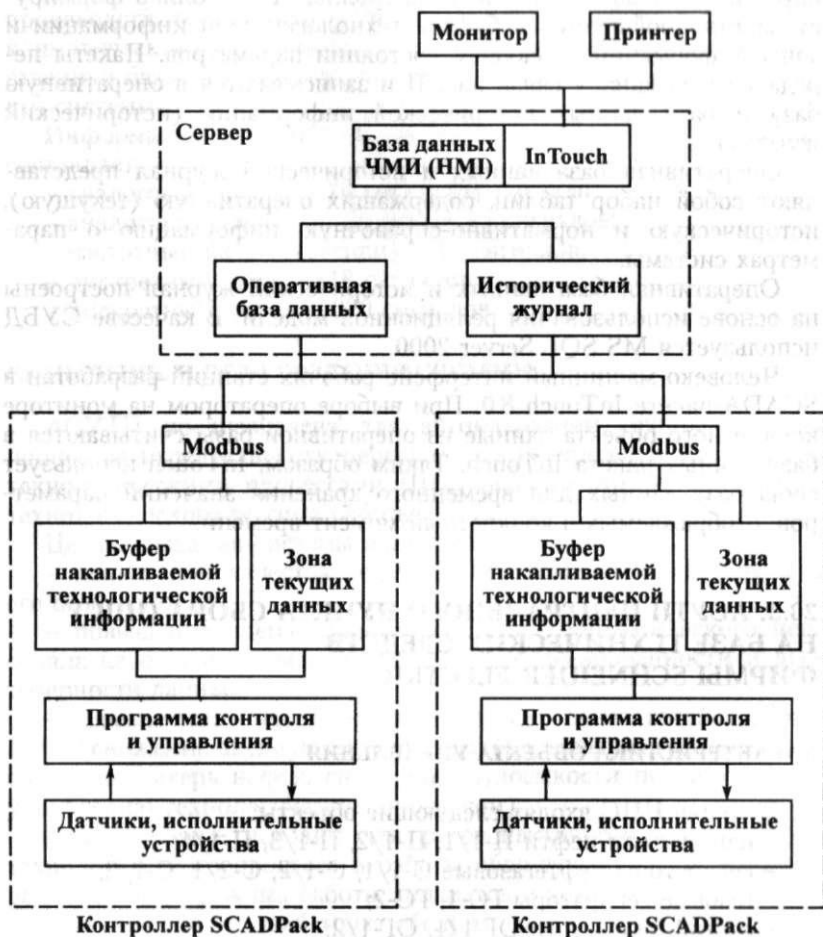


Рис. 20.3. Схема сбора, передачи и хранения информации в системе

- выход значения параметра за пределы уставок (минимальной или максимальной);
- окончание времени измерения аналогового параметра;
- отклонение значения аналогового параметра от предыдущего значения на величину, превышающую уставку (в %).

Сообщения записываются в специальный массив - **буфер накапливаемой технологической информации** контроллера. Кроме того, в памяти контроллера ведется массив, содержащий **информацию о текущем состоянии параметров**.

Диспетчерский пункт в автоматическом режиме поочередно опрашивает каждый кустовой контроллер. Контроллер формирует пакеты сообщений из буфера технологической информации и зоны информации о текущем состоянии параметров. Пакеты передаются по каналу связи на ДП и записываются в оперативную базу и базу данных исторической информации (исторический журнал).

Оперативная база данных и исторический журнал представляют собой набор таблиц, содержащих оперативную (текущую), историческую и нормативно-справочную информацию о параметрах системы.

Оперативная база данных и исторический журнал построены на основе использования реляционной модели. В качестве СУБД используется MS SQL Server 2000.

Человеко-машинный интерфейс рабочих станций разработан в SCADA-пакете InTouch 8.0. При выборе оператором на мониторе конкретного объекта данные из оперативной базы считываются в базу данных пакета InTouch. Таким образом, InTouch использует свою базу данных для временного хранения значений параметров, отображаемых в конкретный момент времени.

j '• ' '•*• ' I .#№,•**(- i / ^'.'y'''<4 •••••пзи > ;'

20.3. АСУТП ЦЕНТРАЛЬНОГО ПУНКТА СБОРА (ЦПС) НА БАЗЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ФИРМЫ SCHNEIDER ELECTRIC

ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА УПРАВЛЕНИЯ

В состав ЦПС входят следующие объекты:

- нагреватели нефти П-1/1, П-1/2, П-1/3, П-1/4;
- сепараторы нефтегазовые С-1/1, С-1/2, С-2/1, С-2/2;
- газовые сепараторы ГС-1, ГС-2;
- отстойники нефти ОГ-1/1, ОГ-1/2;
- буферная ёмкость БЕ-1;
- резервуары Р-1, Р-2;

- насосы внутриварковой перекачки Н-2/1, Н-2/2;
- насосы внешней перекачки Н-1/1, Н-1/2, Н-1/3;
- оперативный узел учёта нефти (ОУУН);
- отстойники пластовой воды ОГВ-1/1, ОГВ-1/2;
- блочная кустовая насосная станция;
- факельная установка;
- установки дозирования и ввода реагента БР-1,2,3;
- дренажные ёмкости;
- очистные сооружения бытовых и ливневых стоков;
- установка пожаротушения и другие объекты.

ЦП С относится к категории взрывоопасных и пожароопасных производств, расположен в труднодоступном районе с суровыми климатическими условиями (до - 50 °С) и удален от производственной базы, что накладывает высокие требования по надёжности системы.

Информационная ёмкость системы по каналам ввода/вывода составляет:

- аналоговый ввод (4...20 мА) - 272 сигнала;
- аналоговый вывод (4...20 мА) - 16 сигналов;
- частотный ввод (счетчики) - 10 сигналов;
- дискретный ввод - 448 сигналов;
- дискретный вывод - 320 сигналов.

НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

АСУТП предназначена для автоматизации технологических процессов и деятельности персонала по контролю и управлению технологическими процессами ЦПС, поддержания оптимального технологического режима работы ЦПС.

Целью создания системы является:

- повышение качества ведения технологического процесса и его безопасности;
- повышение оперативности действий технологического персонала на основе повышения уровня информированности и достоверности данных;
- повышение технико-экономических показателей работы ЦПС (снижение эксплуатационных затрат, повышение качества и снижение потерь нефти, снижение трудоёмкости по контролю и управлению технологическим процессом);
- обеспечение условий для ретроспективного анализа хода технологического процесса и работы оборудования, поддержания рационального режима работы аппаратов и установок;
- улучшение условий труда обслуживающего персонала;
- повышение уровня организации управления технологическим процессом и ответственности персонала;

- повышение эффективности принятия решений по управлению технологическими процессами на базе единой и связанной системы диспетчеризации и автоматизированного документооборота.

СТРУКТУРА КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ АСУТП

Исходя из структуры объекта управления АСУТП имеет распределенную иерархическую структуру и включает три уровня (рис. 20.4).

- Нижний уровень - уровень объекта или первичных средств автоматизации (датчиков и исполнительных устройств). Основное назначение уровня - преобразование технологических параметров в информационные сигналы и преобразование управляющих сигналов в управляющие воздействия.

- Средний уровень - уровень систем автоматического управления (САУ), главным компонентом которого являются контроллеры. На этом уровне реализуются следующие функции:

- сбор и первичная обработка информации;
- реализация алгоритмов автоматического регулирования, программно-логического управления, защит и блокировок;

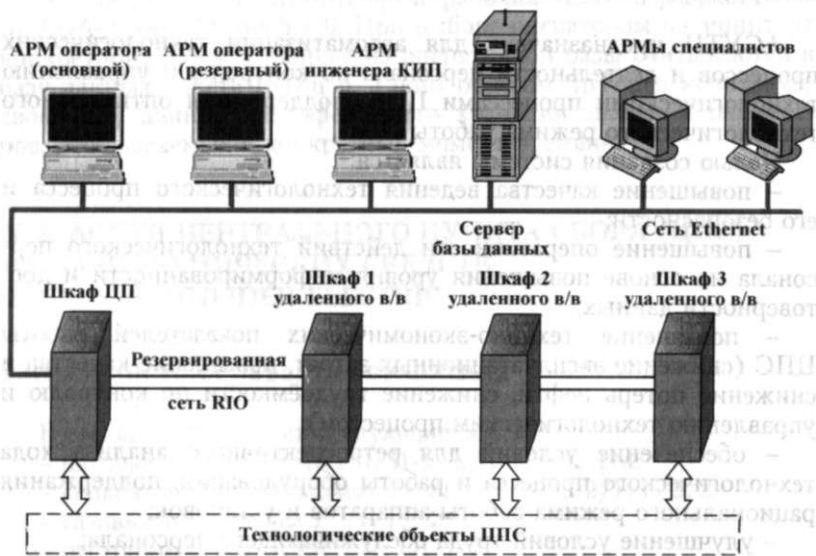


Рис. 20.4. Структурная схема АСУТП ЦПС

- реализация команд вышестоящего уровня;
- обмен данными с вышестоящим уровнем.

- Верхний уровень - уровень АСУТП, представленный программно-аппаратными средствами дистанционного контроля и управления технологическими процессами на ЦПС. Основное назначение уровня - объединение всех составляющих системы в единую информационно-управляющую систему, реализация функций человеко-машинного интерфейса (мониторинг и оперативное управление технологическим процессом, формирование и ведение истории технологического процесса, отчетные функции).

Связь датчиков и исполнительных устройств с контроллером (модулями ввода/вывода) осуществляется по электрическим кабельным линиям.

Информационный обмен между резервированным контроллером (шкаф ЦП) и удаленными стойками ввода/вывода (шкафы 1, 2, 3) осуществляется по дублированной сети RIO (сеть удаленного ввода/вывода компании Schneider Electric).

Связь между контроллерами, сервером базы данных и рабочими станциями оператора и инженера реализована по локальной сети Ethernet.

Одна из базовых функций контроллеров (средний уровень) - реализация алгоритмов автоматического регулирования и программно-логического управления.

Регулирование подразумевает стабилизацию режимов работы оборудования и включает четырнадцать контуров:

- регулирование давления, уровня нефти и уровня раздела фаз «нефть-вода» в сепараторах С1/1 и С1/2;
- регулирование давления в газосепараторе ГС-2;
- регулирование уровня жидкости и уровня раздела фаз «нефть-вода» в отстойниках ОГ-1/1 и ОП/2;
- регулирование уровня нефти в сепараторах С-2/1 и С2/2;
- регулирование давления в трубопроводе нефти на выходе ЦПС с коррекцией по уровню нефти в буферной ёмкости.

Программно-логическое управление оборудованием подразумевает, как правило, управление насосами (включить/выключить), задвижками (открыть/закрыть), вентиляторами. На ЦПС имеется большое количество насосов (насосы внутренней и внешней перекачки, насосы КНС, насосы станции пожаротушения и др.), а также несколько десятков задвижек. Управление этим оборудованием и составляет задачу программно-логического управления.

В качестве контроллера в системе используется резервированный контроллер компании Schneider Electric TSX Quantum, в конфигурацию которого входят модули ввода/вывода и интерфейсные модули.

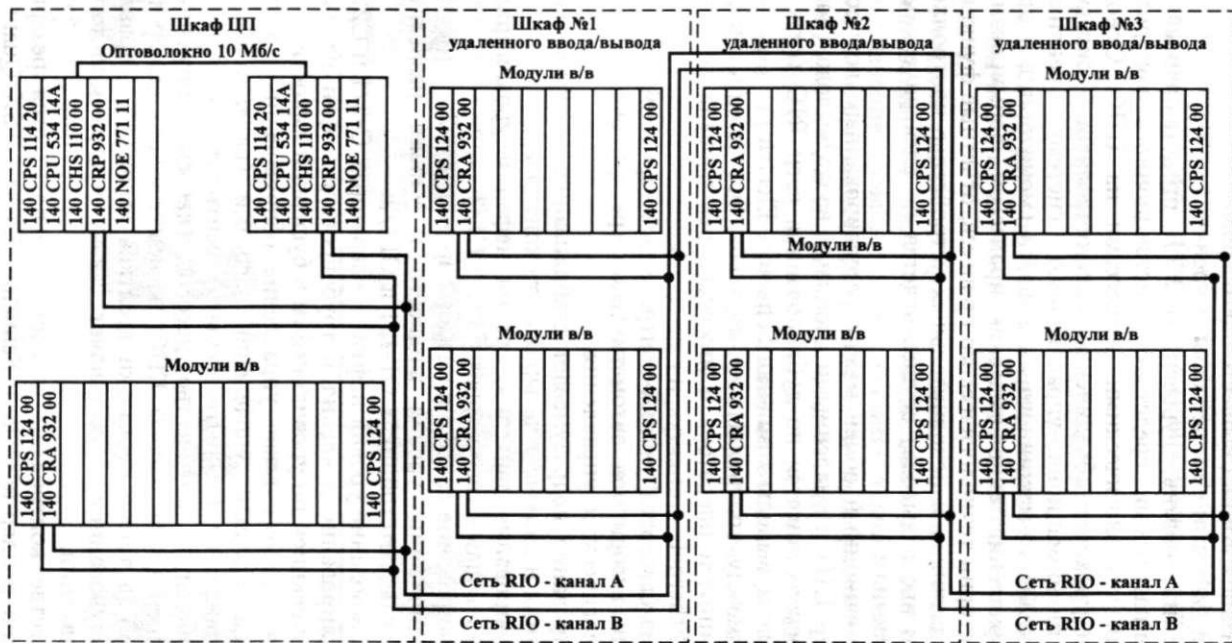


Рис. 20.5. Компоновка шкафов системы управления

Компоновка контроллера произведена в четырех специализированных шкафах:

- шкаф со стойкой (6 слотов) центрального процессора (ЦП) и стойкой (16 слотов) удаленного ввода/вывода;

- три шкафа со стойками удаленного ввода/вывода (по две стойки на 10 слотов в каждом шкафу), барьерами искробезопасности и клеммниками.

Для обеспечения резервирования в системе использованы два одинаково сконфигурированных контроллера Quantum, которые взаимодействуют между собой через контроллеры горячего резерва (140 CHS 110 00), установленные в каждом из контроллеров. В конфигурацию каждого контроллера входят также модули питания, модули центрального процессора, головные модули интерфейса RIO (сеть удаленного ввода/вывода), интерфейсные модули Ethernet для выхода в локальную вычислительную сеть. Один (шестой) слот стойки оставлен пустым (рис. 20.5).

Каждая стойка удаленного ввода/вывода обязательно имеет в своём составе два модуля питания и модуль интерфейса RIO для подключения к сети ввода/вывода. Остальные слоты предназначены для установки модулей ввода/вывода. Несложный арифметический расчёт показывает, что всего в системе имеется 55 слотов для установки модулей ввода/вывода. В проекте предусмотрены следующие модули ввода/вывода:

- 17 модулей аналогового ввода на 16 точек каждый;
- 14 модулей дискретного ввода на 32 точки каждый;
- 2 модуля аналогового вывода на 8 точек каждый;
- 10 модулей дискретного вывода на 32 точки каждый;
- 2 счетных модуля на 5 точек каждый.

Набор этих модулей полностью покрывает информационную ёмкость системы (см. раздел «Характеристика объекта управления»). 10 слотов (по одному-два на стойку) оставлены пустыми (резерв на случай расширения системы управления).

СТРУКТУРА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ АСУТП ЦПС

Программное обеспечение системы включает в себя системное, инструментальное и прикладное программное обеспечение.

Системное программное обеспечение контроллеров Quantum является закрытым для пользователя. Все операции по программированию контроллера (разработке прикладного ПО) осуществляются с помощью пакета программ Concept (инструментальное ПО).

К системному программному обеспечению АРМ оператора относится операционная система Windows XP и программа OPC

Factory Server. Роль инструментального ПО играет пакет разработки и исполнения прикладных приложений InTouch версии 9.5 на 60 000 переменных.

SCADA-пакет InTouch - это средство для создания интерфейса оператора. Пакет состоит из трех основных модулей: Application Manager (проводник), WindowMaker (среда разработки) и WindowViewer (среда исполнения).

В среде разработки создаются видеокadres операторского интерфейса (мнемосхемы, тренды, панели управления, отчёты и т.д.). Компоненты этих видеокadres подключаются к модулям ввода/вывода контроллеров Quantum. В данном проекте эту связь обеспечивает программа OPC Factory Server.

С помощью среды исполнения оператор получает на экран монитора информацию о ходе технологического процесса и состоянии оборудования. В анимированных окнах интерфейса в реальном времени отображаются значения технологических параметров (цифровое представление), состояния насосов, электродвигателей, задвижек (цветом) и т.п.

Предусматривается несколько уровней выводимой на экран информации и возможность её последующей детализации:

- общий видеокادر текущего состояния технологического процесса, где показаны все технологические агрегаты и связи между ними с выводом основных технологических параметров;
- видеокadres состояния отдельных подпроцессов и агрегатов с выводом параметров, характеризующих их работу;
- видеокadres структуры системы управления, схемы электропитания;
- протоколы событий за смену, сутки.

При возникновении аварийной или предупредительной ситуации (выход параметров за регламентные или аварийные уставки, отказ оборудования и т.д.) предусматривается визуальная сигнализация (изменение цвета, мерцание, появление строки красного цвета в протоколе событий и т.п.).

Резервированный АРМ оператора построен на базе рабочей станции, имеющей следующую конфигурацию:

- процессор Intel Pentium IV с тактовой частотой 2,4 ГГц;
- оперативная память 512 Мб;
- жесткий диск 40 Гб;
- видеокарта 64 Мб;
- два порта Ethernet 10/100 Base T;
- оптический накопитель CD-RW.

Долговременное хранение производственной информации обеспечивается сервером базы данных.

Системное ПО сервера базы данных включает операционную

систему Windows 2003 Server с поддержкой 10 клиентских АРМ и базу данных реального времени Industrial SQL Server на 5 000 переменных.

Industrial SQL Server представляет собой реляционную базу данных для хранения производственных данных в реальном масштабе времени.

Для обработки и представления информации, хранящейся в базе данных Industrial SQL, на клиентских компьютерах специалистов устанавливается пакет программ Active Factory, включающий:

- Active Factory View - программа для разработки динамизированного производственного процесса с использованием данных из Industrial SQL;

- Active Factory Trend - программа для представления трендов реального времени и архивных трендов с использованием данных из Industrial SQL;

- Active Factory Report - дополнение к Microsoft Excel для создания стандартных отчетов на основе данных Industrial SQL.

Сервер базы данных имеет следующую конфигурацию:

- процессор Intel Xeon 2,8 ГГц;
- оперативная память 1024 Мб;
- жёсткий диск 6х73,4 Гб;
- видеокарта 64 Мб;
- сетевой адаптер Gigabit Ethernet 10/100/1000 Base T;
- оптический накопитель CD-RW.

20.4. АСУТП КОМПЛЕКСНОГО СБОРОЧНОГО ПУНКТА (КСП) НА БАЗЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ФИРМЫ ALLEN-BRADLEY

ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА УПРАВЛЕНИЯ

Объектом автоматизации является Комплексный сборочный пункт (КСП), который предназначен для сбора, подготовки нефти, газа, пластовой воды и транспорта подготовленной нефти на центральный товарный парк (ЦТП) и попутного нефтяного газа на ГПЗ. Комплексный сборочный пункт включает в себя следующие объекты:

- Сепараторы I ступени НГС.
- Отстойники предварительного сброса воды ОГ.
- Концевые сепарационные установки КСУ.
- Сепараторы газовые ГС.

- Конденсатосборник.
- Дренажные ёмкости Е.
- Узел учёта газа.
- Узел учёта нефти.
- Резервуарный парк РВС.
- Очистные сооружения РВС.
- Насосы внешней перекачки НВП.
- Насосы некондиционной нефти ННН.
- Насосы уловленной нефти НУН.
- Насосы подтоварной воды НПВ.
- Компрессоры 1-4.
- Блок реагентного хозяйства.

ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

Создание АСУТП КСП преследует следующие цели:

- снижение потерь нефти, газа и воды за счёт повышения оперативности управления и качества ведения технологических режимов, улучшения характеристик технологических процессов и работы технологического оборудования, обеспечения регулярного и достоверного учета;
- сокращение времени простоев оборудования и достижения его оптимальной загрузки за счёт уменьшения остановок и аварий технологического оборудования;
- снижение затрат на ремонт оборудования за счёт оперативного выявления его неисправностей, уменьшения трудоёмкости эксплуатации оборудования;
- снижение затрат на топливный газ, химреагенты, электроэнергию и другие ресурсы;
- повышение производительности и улучшение условий труда персонала, занятого управлением, сбором и анализом информации;
- обеспечение оперативного взаимодействия технологических процессов и бизнес-процессов организации производства (ремонт и профилактика оборудования, заказ расходуемых материалов и т.д.);
- улучшение экологической обстановки за счёт сокращения потерь нефти и газа (недопущение свищей, порывов, разливов).

Структурная схема АСУТП КСП представлена на рис. 20.6. В данной структуре можно выделить четыре уровня:

- нижний уровень - уровень объекта;
- средний уровень - уровень контроллеров;
- оперативный уровень - уровень операторной;
- административный уровень - уровень пользователей корпоративной сети.

Средний уровень АСУ ГП построен на основе программируемых логических контроллеров ControlLogix фирмы Allen-Bradley.

Программируемые логические контроллеры обеспечивают:

- приём сигналов от датчиков, измерительных преобразователей, аварийных сигналов от вторичных приборов;
- контроль достоверности и первичную обработку информации (пересчёт параметров в физические величины, вычисление текущих значений, сравнение с уставками, вычисление средних значений и т.д.);
- регулирование технологических параметров в соответствии с выбранными законами регулирования с выдачей команд управления в виде аналогового выхода 4...20 мА постоянного тока;
- программно-логическое управление, защиту и блокировку технологических агрегатов и оборудования с выдачей команд управления на исполнительные устройства в виде сигналов логического выхода постоянного тока;
- обмен данными с компьютером верхнего уровня по выбранному протоколу.

В системе используется пять контроллеров, каждый из которых реализует контроль и управление определенным технологическим оборудованием:

- контроллер № 1 (шасси на 10 слотов) - сепарация первой ступени;
- контроллер № 2 (шасси на 10 слотов) - отстойники, КСУ, газосепараторы, конденсатосборник;
- контроллер № 3 (шасси на 13 слотов) - насосная внешней перекачки, насосная некондиционной нефти, насосная ливневой канализации;
- контроллер № 4А (шасси на 10 слотов) и шасси расширения ввода/вывода на 7 слотов - насосная подтоварной воды, насосная уловленной нефти;
- контроллер № 5 (шасси на 13 слотов) - товарный парк, очистные сооружения, узлы учёта пластовой воды, газа, нефти, нефтеналив, БРХ, компрессорные воздуха КИПиА.

Все пять контроллеров размещаются в шкафах в помещении операторной.

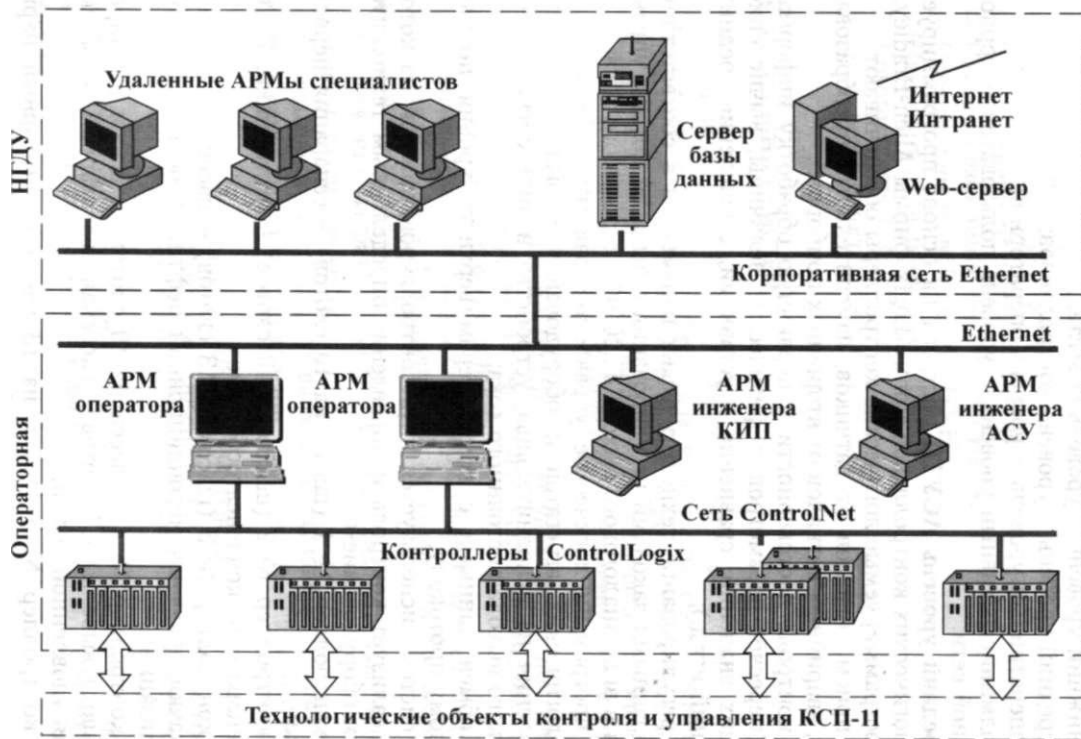


Рис. 20.6. Структурная схема АСУТП КСП

Конфигурация каждого контроллера включает модуль питания, модуль процессора и интерфейсный модуль ContolNet. В конфигурацию шасси расширения ввода/вывода контроллера № 4 входят модуль питания и интерфейсный модуль ContolNet. Оставшиеся слоты каждого шасси предназначены для установки модулей ввода/вывода (46 слотов).

В системе используются модули аналогового ввода на 8 точек (17 модулей), модули дискретного ввода на 32 точки (10 модулей), модули дискретного вывода на 32 точки (5 модулей), модули для ввода сигналов термометров сопротивления (8 модулей), модули интерфейса RS-485 Modbus (2 модуля). Таким образом, информационная ёмкость системы управления составляет порядка 700 параметров.

Оперативный уровень представлен резервированной станцией дежурного оператора и АРМами инженеров КИП и АСУ. На этом уровне реализуются следующие функции:

- отображение и регистрация информации о состоянии параметров технологического процесса и состояния оборудования;
- управления параметрами технологического процесса, изменение задания или уставок для контуров регулирования и управления, изменение пороговых значений предупредительной и аварийной сигнализации, выполнение операций по останову и пуску насосных агрегатов;
- формирование и вывод на экраны мониторов оперативных данных, мнемосхем, исторических трендов, таблиц материального баланса и пр.;
- формирование и вывод на экраны мониторов сообщений об отклонениях технологических параметров, аварийных отключениях оборудования, появления неисправностей в системе;
- распечатка на принтере сменных отчетов, режимных листов и журналов материального баланса;
- формирование и передачу данных в систему более высокого уровня.

СЕТЕВОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ КОМПОНЕНТОВ АСУТП

Программируемые логические контроллеры ContolLogix объединены между собой управляющей сетью ControlNet и подключены к станциям операторов через интерфейсную плату 1784-PCICS.

Все компьютеры операторной (АРМы операторов, инженера КИП и инженера сопровождения системы) объединены сетью Ethernet, которая через модемы HDSL подключена к сети уровня НГДУ, являющейся частью корпоративной сети предприятия.

Для передачи данных реального времени от станций оператора на верхний уровень (сервер БД) используется установленный на них программный продукт Industrial SQL-клиент.

Доступ основного контингента пользователей к данным осуществляется через Web-сервер, который устанавливается на уровне сети предприятия. На этом же уровне установлены сервер базы данных реального времени и АРМы специалистов.

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСУТП КСП

На АРМ инженера сопровождения установлен пакет RSLogix для поддержки программного обеспечения программируемых логических контроллеров ControlLogix.

В основу программного обеспечения оперативного и административного уровней положен интегрированный комплекс программ для промышленной автоматизации FactorySuite фирмы Wonderware:

InTouch - SCADA с лицензией на систему разработки для представления данных и управления технологическими процессами;

IndustrialSQL Server - реляционная СУБД реального времени;

- ActiveFactory Suite - пакет анализа производственных данных;

- SuiteVoyager - информационный портал для эффективной передачи информации и управления через Intranet/Internet;

IndustrialSQL Server обеспечивает считывание и хранение данных с компьютеров «оперативного» уровня с привязкой к режиму реального времени и настроен для работы с большими объёмами числовой информации о технологических процессах.

IndustrialSQL Server построен на основе Microsoft SQL Server, включает его в свой состав и поддерживает все современные стандартные механизмы доступа к данным, используемые в операционных системах Microsoft Windows. Поддержка механизмов ODBC, OLEDB, языка SQL облегчает интеграцию IndustrialSQL-сервера с другими, в том числе существующими элементами АСУ предприятия.

Пакет ActiveFactory представляет собой набор специализированных средств, предназначенных для обработки и представления производственных данных реального времени, хранящихся в базе данных IndustrialSQL-сервера. ActiveFactory «прозрачно» интегрируется с компонентами пакета Microsoft Office (Microsoft Word, Microsoft Excel), а также со SCADA-системой InTouch. Этот пакет положен в основу АРМ инженера КИП и АРМов удалённых специалистов административного уровня.

Программное обеспечение SuiteVoyager (Web-сервер) обеспечивает доступ удаленных пользователей к технологической информации через Интернет/Инtranет. Источником информации для портала служит база данных IndustrialSQL-сервера. С помощью SuiteVoyager можно удалённо просматривать рабочие окна АРМов операторских станций с помощью стандартного Web-браузера.

20.5. АСУТП ЦЕХА ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (ЦППД) НА БАЗЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ФИРМЫ EMERSON

Цех является условным типовым объектом, аккумулирующим в себе все основные технологические составные части, используемые на объектах такого рода. Оборудование, эксплуатируемое на этих объектах, также является типовым для используемой в настоящее время технологии.

В предлагаемом решении рассматривается АСУТП, содержащая наиболее полный набор реализуемых функций, позволяющая в максимальной степени исключить участие человека в текущем управлении и имеющая ряд других преимуществ.

Все установки ЦППД в штатном режиме работают полностью автоматически и не имеют постоянно присутствующего на них персонала. Наблюдение за работой установок и управление ими производится из операторной, расположенной удалённо.

Большой объём получаемой информации требует мощных аппаратных средств её обработки с широкими возможностями их масштабирования. Обоснованным является применение для построения АСУТП распределенной системы управления (DCS-системы), состоящей из программируемых контроллеров с развитыми средствами интерфейса друг с другом и широким спектром периферийных устройств. В число таких устройств должны входить и набор рабочих станций, обеспечивающий интерфейс человек-машина, и возможность построения иерархической структуры управления с любым наперед заданным распределением управляющих функций между уровнями.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА УПРАВЛЕНИЯ

Цех поддержания пластового давления включает водозаборную станцию, получающую воду от двух водозаборных скважин, 2 кустовые насосные станции, каждая из которых оборудована тремя агрегатами с центробежными насосами, 2-мя резервуарами,

дренажной ёмкостью с погружным насосом, дренажной ёмкостью сбора масла, блоком напорной гребенки и блоком дозированной подачи химреагента. Кроме этого, ЦППД содержит 100 нагнетательных скважин и 20 водораспределительных блоков.

Принято, что водозаборные и нагнетательные скважины могут находиться на расстояниях от 100 м до 3 км от кустовой насосной и друг от друга.

СТРУКТУРА КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ АСУТП ЦППД

В качестве программно-аппаратных средств АСУТП выбрана распределенная система Delta V компании Emerson. Комплекс Delta V включает широкий набор программных и аппаратных компонентов и позволяет расширять свои возможности путём интеграции с продуктами других производителей.

На структурной схеме (рис. 20.7) предлагаемого решения по автоматизации ЦППД представлены операторная, одна из двух кустовых насосных станций, водозаборная станция и водораспределительные блоки с нагнетательными скважинами.

С точки зрения иерархии уже традиционно просматриваются три уровня:

- нижний уровень - уровень объекта;
- средний уровень - уровень контроллеров;
- верхний уровень - уровень операторной.

Нижний уровень системы управления включает в себя полевое оборудование, состоящее из датчиков и исполнительных устройств, установленных непосредственно на технологическом оборудовании. Подразумевается, что в системе управления используется полевое оборудование, хорошо зарекомендовавшее себя на практике и выпускаемое серийно.

В рассматриваемом решении сделан акцент на максимально широкое использование интеллектуальной полевой шины Foundation Fieldbus. Эта шина позволяет связывать воедино до 16 интеллектуальных устройств по одной паре проводов на расстоянии до 1900 м без применения репитеров. Кардинально расширяется объём собираемой информации, в который может входить не только измеряемая величина, но и диагностическая информация об измерительном приборе, его калибровках, уставках. Появляется возможность дистанционно изменять характеристики устройств, оптимально адаптируя их к параметрам технологического процесса.

Средний уровень системы - удаленные контроллеры Delta V кустовых насосных станций (на структурной схеме - одна) и контроллеры водораспределительных блоков ROC (Remote Operated Controller). Эти контроллеры оборудованы ме-

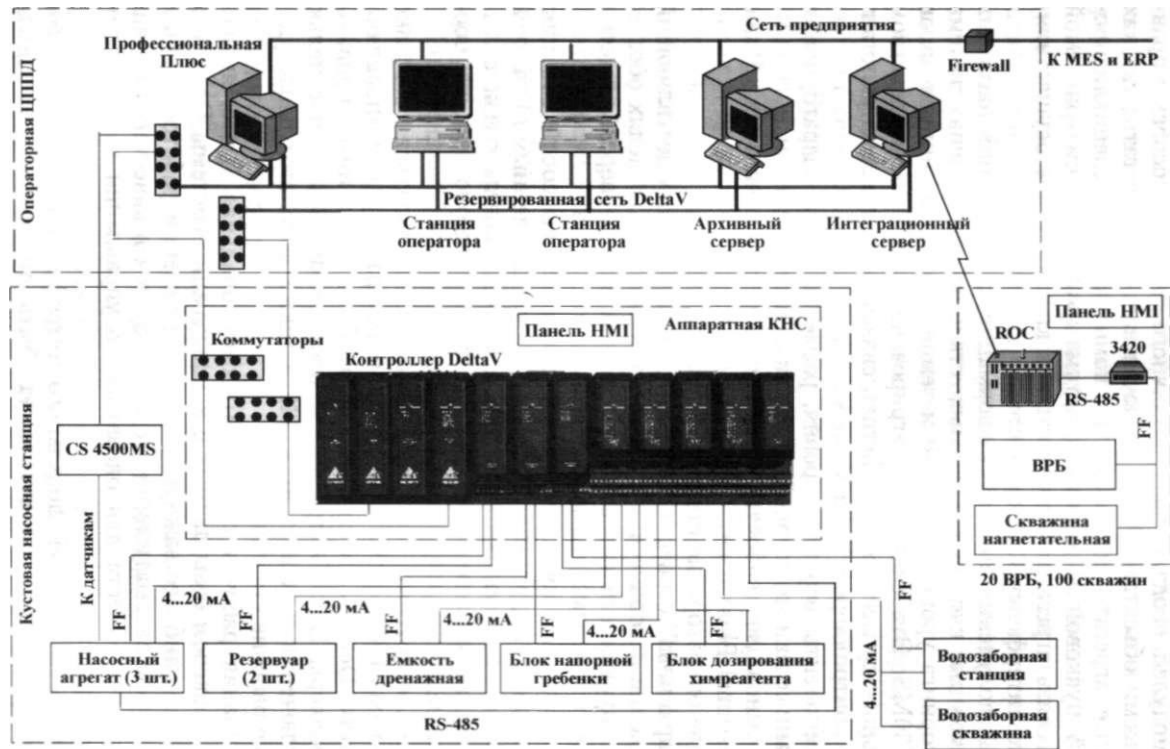


Рис. 20.7. Структурная схема АСУТП ЦПД

стными пультами управления, источниками бесперебойного питания и способны работать автономно.

Контроллер системы Delta V поддерживает большое количество модулей ввода/вывода различного типа и способен управлять всеми объектами КНС, включая насосные агрегаты; так как насосные агрегаты поставляются комплектно со специализированной пусковой и защитной автоматикой, в рассматриваемой схеме связь агрегатной автоматики с контроллером осуществляется по интерфейсу RS485/Modbus.

Для получения полной информации о состоянии насосных агрегатов на кустовых насосных станциях применена система мониторинга уровня вибраций и температур подшипников валов CSI4500MS. Эта система интегрирована в АСУТП посредством отдельного сегмента сети Ethernet, связывающего насосную станцию с контроллером Delta V.

Компоненты верхнего уровня, размещённые в операторной и показанные на структурной схеме, включают в себя:

- основную рабочую станцию Профессиональная Плюс (Professional Plus);
- две операторские станции (Operator Station);
- архивный сервер (Historian Continuous), осуществляющий накопление исторических данных по всему цеху. В целях обеспечения сохранности исторических данных этот сервер оборудован отказоустойчивым дисковым массивом;
- интеграционную станцию, представляющую собой Станцию приложений (Application Station) с установленными на ней OPC-компонентами, которая предоставляет каналы связи с вышестоящим уровнем управления и другим технологическим оборудованием.

Связь с другими системами может осуществляться не только с помощью интерфейса OPC, но и путём расширения управляющей сети Delta V, в которую могут быть легко интегрированы контроллеры Delta V других технологических объектов с целью их включения в общую АСУ ТП, а также дополнительные удаленные рабочие станции.

Основная рабочая станция Профессиональная Плюс, являющаяся сервером базы данных о конфигурации системы Delta V и играющая наиболее важную роль в обеспечении работоспособности системы автоматизации, не используется в качестве постоянного рабочего места для оперативного управления технологическим процессом.

В качестве панелей локального интерфейса на КНС и водораспределительных блоках могут быть использованы панели НМІ, выпускаемые разными производителями.

Для каналов связи системы Delta V, расположенных на кустовых насосных, предлагается использовать кабельные оптоволоконные линии связи, что является высоконадежным и многократно проверенным решением.

Не исключается возможность создания удалённых опорных пунктов, например, на базе далеко расположенной кустовой насосной станции, в которых размещается дежурный персонал и которые оборудованы всем необходимым, включая рабочую станцию с доступом для мониторинга и управления технологическими объектами, обслуживаемыми этим пунктом.

Средством объединения всех контроллеров, серверов и рабочих станций системы управления в единое целое служит управляющая сеть Delta V, охватывающая все технологические установки ЦППД и операторную. Эта сеть строится на основе Ethernet и может содержать медные и оптоволоконные сегменты (внутри помещений - на основе медной витой пары, между зданиями и до кустовых насосных станций - на основе оптического кабеля).

Контроллеры ROC не имеют полевого интерфейса Fieldbus, поэтому для подключения датчиков с таким интерфейсом применены преобразователи интерфейсов Rosemount 3420. Преобразователь осуществляет доступ к 4-м полевым шинам Foundation FieldBus, используя интерфейс Ethernet или RS-485 (протоколы Modbus TCP/IP, Modbus RTU, OPC).

Связь контроллеров ROC водораспределительных блоков с верхним уровнем реализуется с помощью радиоканала.

Рекомендованные конфигурации сетевых устройств (коммутаторов):

- Сетевой коммутатор 24 порта 10/100Base-TX (Cisco Catalyst 2950C);
- Сетевой коммутатор 8 портов 10/100Base-TX.

НАДЕЖНОСТЬ АСУТП

Надежность системы автоматизации обеспечивается за счет применения высоконадежных приборов и исполнительных механизмов. Все полевые датчики с интеллектуальным интерфейсом обладают функциями самодиагностики.

Контроллеры, источники питания и аппаратура связи также имеют высокие показатели надежности. Время наработки на отказ для системы из двух источников питания, нерезервированного контроллера Delta V, сетевого концентратора и полного набо-

резервированного контроллера эти значения, соответственно, увеличиваются. Для контроллеров ROC среднее время наработки на отказ превышает 15 лет, а в составе с полевыми приборами и источниками питания - 12 лет или 96 тыс. ч.

Глава 21

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

За последние годы газовая промышленность постепенно превратилась из топливной отрасли в фундамент топливно-энергетического комплекса России. Удельный вес природного газа в структуре производства первичных энергоресурсов страны постоянно растет и сегодня уже составляет более 50 %.

Весь комплекс предприятий добычи, подготовки, транспорта, хранения, переработки, поставки и экспорта газа входит в единую систему газоснабжения (ЕСГ) России. Уникальность ЕСГ России состоит в том, что эта система объединяет в своём составе многие десятки газовых и газоконденсатных месторождений с общим объёмом добычи почти 600 млрд м³ газа в год, больше сотни установок комплексной подготовки газа (УКПГ). Протяженность газопроводов различного назначения достигает 150 тыс. км. На транспорт газа по сетям магистральных газопроводов работают сотни компрессорных станций, тысячи газоперекачивающих агрегатов. ЕСГ - это не только добыча и транспорт, а еще и распределение и учёт. В состав системы входят тысячи газораспределительных станций, огромное количество газоизмерительных станций и систем учёта газа.

Все это говорит о том, что как объект управления ЕСГ России не имеет аналогов в мире.

Управление ЕСГ России регламентируется отраслевой системой оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ) и традиционно осуществляется иерархической многоуровневой системой - автоматизированной системой диспетчерского управления (АСДУ), включающей следующие уровни управления:

- Центральный пункт диспетчерского управления (ЦПДУ) ОАО «Газпром».
- Центральные диспетчерские службы (ПДС) газодобывающих, газотранспортных предприятий и предприятий подземного хранения газа.

- Диспетчерские пункты (ДП) линейно-производственных управлений (ЛПУ), управлений магистральных газопроводов (УМГ), газопромысловых управлений (ГПУ), станций подземного хранения газа (СПХГ).

- Посты управления и операторные магистральных компрессорных станций (КС), объектов подземного хранения газа (УОГ, ГРП, КС), газораспределительных станций (ГРС), дожимных КС (ДКС) и установок комплексной подготовки газа (УКПГ).

Автоматизация нижнего уровня этой иерархической структуры, где речь идет об управлении технологическими объектами (кусты газовых скважин, УКПГ, КС, ГРС и т.п.) многие годы осуществляется на базе автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП). АСУТП, как правило, представляет собой трёхуровневую систему управления, на втором уровне которой находятся локальные системы автоматического управления (САУ) технологическими объектами. Основными компонентами САУ являются устройства управления и регулирования (в более широком смысле - контроллеры), взаимодействующие с первым уровнем (объектом) посредством датчиков технологических параметров и исполнительных устройств - регулирующих клапанов, запорных кранов и т.п. Уровень САУ является источником технологической информации для всех вышестоящих уровней управления.

Третий - верхний уровень АСУТП или уровень оперативно-производственной службы (ОПС) - представлен оперативным персоналом (операторы, диспетчеры, сменные инженеры) и программно-техническими средствами, которые должны обеспечивать реализацию функций оперативного контроля и управления:

- сбор информации от технических средств уровня систем автоматического управления;
- анализ полученных данных и их сопоставление с заданными планами;
- учёт и регистрация причин нарушений хода технологического процесса (сигнализация);
- регистрация основных технологических и хозрасчетных параметров;
- формирование и выдачу команд дистанционного управления;
- выдачу уставок регуляторам;
- ведение журналов, составление оперативных рапортов, отчетов и других документов;
- предоставление данных о ходе технологического процесса и состоянии оборудования в вышестоящие службы и т.д.

От выбора программно-технических средств автоматизации, на базе которых построены АСУТП, зависит качество управле-

ния не только конкретными технологическими процессами. Все АСУТП единой системы газоснабжения объединены в общую систему диспетчеризации. На вышележащем по отношению к АСУТП уровне иерархической системы управления (диспетчерские пункты газопромысловых, линейно-производственных управлений), требуется оперативная и достоверная информация о технологических и хозрасчетных параметрах, на базе которой осуществляется управление всем комплексом объектов предприятия.

Оперативный обмен информацией между уровнями управления возможен лишь в том случае, когда АСУТП оборудованы современными программно-техническими комплексами. Однако системы автоматизации многих объектов газовой отрасли устарели и морально, и физически. Нередко еще встречаются щитовые системы управления, до сих пор используется пневмоавтоматика и старая телемеханика. Управление исполнительными устройствами реализуется с отдельных пультов управления или панелей.

Одна из задач настоящего учебника - показать современные решения по автоматизации технологических процессов добычи и подготовки газа.

21.1. АВТОМАТИЗАЦИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Добыча пластового газа обеспечивается эксплуатационными скважинами, объединенными в кусты (2...5 скважин). Подключение кустов скважин к УКПГ осуществляется, как правило, по индивидуальным газопроводам-шлейфам. Иногда к одному шлейфу подключается 2 куста. В зависимости от многих факторов прокладка шлейфов может осуществляться надземным и подземным способами. В условиях Крайнего Севера (вечная мерзлота) распространение получил надземный способ.

На устье скважин пластовый газ имеет плюсовую температуру (10...30 °С). Но так как в состав газового потока кроме углеводородов входит и пластовая вода, то в зимнее время, когда температура окружающей среды опускается до -20...-40 °С и даже ниже, в шлейфах возможно появление рыхлых кристаллических структур, образованных соединениями воды и углеводородов (гидратообразование). Гидратообразование способствует образованию пробок, что препятствует процессу доставки газа от скважин до УКПГ. Устранение гидратных пробок - сложная и дорогостоящая задача. Поэтому для предупреждения образования гидратов и борьбы с ними на устья скважин вводят ингибиторы (гликоли, метанол, раствор хлористого кальция, аммиак и др.).

Наиболее часто для целей ингибирования гидратообразования на Российских газодобывающих предприятиях используют метанол.

Автоматизация газовых скважин является важной и актуальной задачей. При всей своей важности эта задача до сих пор не имеет удовлетворительного технического решения как у нас в стране, так и за рубежом. Связано это с рядом особенностей рассматриваемых объектов. Во многих случаях скважины расположены в малообжитой удаленной местности, где отсутствует достаточная инфраструктура, постоянные источники электроснабжения ненадежны, а часто и вообще отсутствуют (неэлектрифицированные скважины).

С другой стороны, до настоящего времени остается актуальной проблема измерения расхода газожидкостных потоков. Основными параметрами скважины являются устьевое давление, температура потока, **расход газа и жидкости, наличие механических примесей** в потоке, вызывающих абразивный износ оборудования.

Наличие полной и достоверной информации о параметрах работы скважин позволяет оперативно принимать решения по изменению режима их работы:

- не допускать преждевременного обводнения;
- предотвращать разрушение призабойной зоны пласта и образование песчаных пробок;
- не допускать остановок скважин при накоплении столба жидкости на забое;
- устанавливать энергосберегающий режим эксплуатации скважин, увеличивающий бескомпрессорный период их эксплуатации и обеспечивающий высокую степень извлечения углеводородов из недр;
- своевременно выполнять геолого-технические мероприятия, направленные на обеспечение работоспособности скважин и проводить оценку их эффективности.

В большинстве проектных решений по обустройству газовых месторождений контроль за дебитом скважин предусматривался только через контрольный сепаратор (лучевая схема сбора). При кустовом расположении скважин предусматривалось два варианта контроля дебита: использование передвижных сепарационных установок и введение в обвязку куста газовых скважин факельной измерительной линии (рис. 21.1). Наличие факельной линии позволяет проводить газодинамические исследования (ГДИ) для оценки дебита каждой скважины.

Для проведения газодинамических исследований скважина отключается от сборного коллектора, и поток переводится на факельную линию куста. На выходе факельной линии устанавлива-

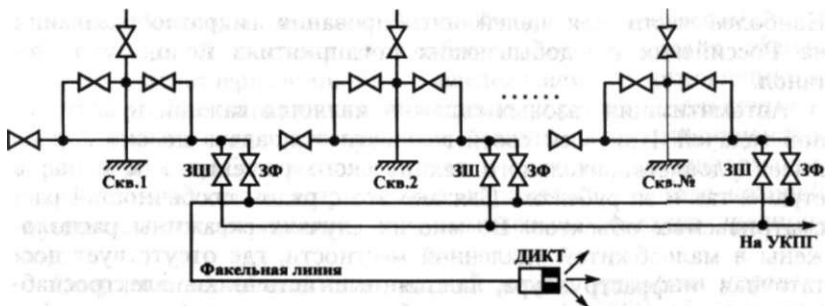


Рис. 21.1. Обязка куста скважин с факельной линией:

ЗШ - задвижка шлейфовая; ЗФ - задвижка факельная; ДИКТ - диафрагменный измеритель критического течения

ется диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ), из которого газ выбрасывается в атмосферу.

Устанавливая поочередно на ДИКТ диафрагмы различного диаметра, изменяют режимы работы скважины. Как правило, исследования выполняют на 3...5 стационарных режимах. На каждом режиме скважина работает на ДИКТ в течение определенного времени (от получаса до нескольких часов) и после его стабилизации операторы фиксируют давление и температуру на ДИКТ и на устье скважины.

По известным температуре, давлению, диаметру измерительной диафрагмы на ДИКТе и составу пластового газа рассчитывается дебит скважины на каждом исследуемом режиме. По результатам расчёта строится график зависимости устьевого давления от дебита пластового газа (рис. 21.2). С помощью этого графика по давлению на рабочем режиме можно оценить дебит газовой скважины.

Но оценки дебита скважины, полученные из графика, могут значительно отличаться от фактических показателей. Пусть измеренное устьевое давление составило 47,9 атм. Это давление определено с погрешностью порядка 1 % (меньшую погрешность измерения трудно обеспечить в промысловых условиях). Тогда для значений изменения давления в интервале 47,9 атм. ± 1 % соответствующие значения дебита будут находиться в интервале от 480 тыс. нм³/сут до 680 тыс. нм³/сут (эта область подкрашена на рис. 21.2). Следовательно, утверждать можно лишь то, что истинное значение дебита скважины на рабочем режиме находится в оцененном интервале расходов. Очевидно, что такая оценка дебита оказывается достаточно грубой.

Кроме того, газодинамические исследования требуют больших временных затрат, отличаются большой трудоёмкостью работ,

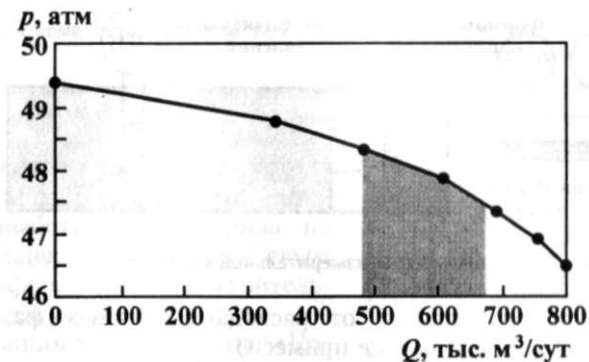


Рис. 21.2. Результаты газодинамических исследований

связаны с потерями продукции, а также ухудшают экологическую обстановку в регионе, так как в атмосферу выбрасывается большое количество газа.

Последние годы в некоторых газодобывающих регионах для контроля режима работы газовых скважин применяются передвижные установки «Надым-1» и «Надым-2». Они позволяют контролировать комплекс расходных параметров потока на выборочных скважинах:

- измерять дебит газа;
- оценивать вынос жидкости;
- оценивать вынос механических примесей.

Измерения с помощью этих установок должны производиться в присутствии бригады обслуживающего персонала и связаны с выполнением большого объема работ в промышленных условиях. При этом достоверность измерений может быть обеспечена лишь в теплый период года.

Проблема измерения дебита, прежде всего, обусловлена многофазностью потока и нестабильностью работы скважин. Традиционные методы и средства измерения расхода однофазных потоков (диафрагменные, турбинные, вихревые, ультразвуковые и др.) оказываются малопригодными для непосредственного контроля дебитов скважин, особенно на газоконденсатных месторождениях.

Перспективным направлением в расходомерии многофазных сред является флуктуационный метод.

В трубопроводе с установленным внутри сужающим устройством при прохождении потока возбуждается флуктуационный процесс (флуктуации давления). Этому процессу соответствует характерный частотный спектр, мощность спектральных состав-



Рис. 21.3. Компоненты измерительной системы

ляющих которого зависит от расхода различных фаз потока (жидкость, газ, механические примеси).

Для снятия частотного спектра в трубопровод устанавливается датчик (СИМ - скважинный измерительный модуль), чувствительный элемент которого погружен в поток (рис. 21.3). Чувствительный элемент датчика выполнен в виде полого металлического цилиндра, внутри которого закреплен цилиндрический пьезокерамический преобразователь. На определенном расстоянии перед датчиком установлено специальное сужающее устройство (формирователь потока). Датчик не чувствителен к избыточному давлению в трубопроводе и реагирует только на флуктуационную составляющую давления.

Спектр выходного сигнала датчика представлен на рис. 21.4 ($S(f)$ - спектральная плотность мощности сигнала, /- частота). В этом спектре можно выделить частотные области, в которых влияние фаз многофазного потока различно. Так, можно выделить частотную область, в которой мощность спектральных составляющих, в основном, зависит от расхода жидкости (Ж) в смеси и в меньшей степени от расхода газа и твердой фазы (песка). Аналогично можно выделить области наибольшего влияния газа (Г) и твердых примесей (П). По мощности спектральных составляющих в таких частотных областях можно вычислить соответствующие расходы фаз.

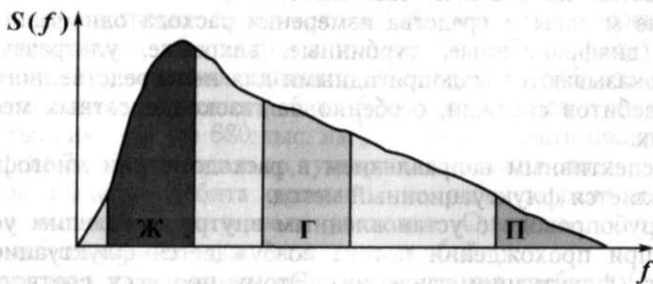
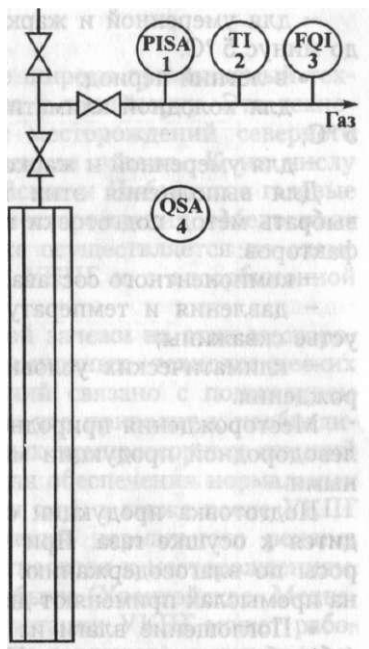


Рис. 21.4. Частотный спектр выходного сигнала датчика

Рис. 21.5. Схема автоматизации газовой скважины



На основе изложенного метода ООО «ГАНГ-Н нефтегазавтоматика» разработала и внедрила на месторождениях Крайнего Севера ряд информационно-измерительных систем семейства «Поток»:

- стационарная система «Поток-3» для электрифицированных скважин;

- мобильная система «Поток-4» для неэлектрифицированных скважин;

- интеллектуальная система «Поток-5» для функционирования в составе АСУТП добычи газа и газового конденсата.

Функциональная схема автоматизации газовой скважины представлена на рис. 21.5.

1. Измерение и сигнализация минимально допустимого значения давления, блокировка скважины в случае аварийно низкого давления.

2. Измерение температуры;

3. Измерение расхода газа (мгновенного и интегрального);

4. Сигнализация и блокировка скважины в случае предельной загазованности зоны скважины.

21.2. АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА

Деление месторождений на газовые и газоконденсатные обусловлено различием технологических процессов подготовки их продукции к транспорту. В соответствии с требованиями отраслевого стандарта (ОСТ 51.40-93) точка росы транспортируемого газа по влаге и углеводородам ограничена следующими значениями:

- в зимний период:

- для холодной климатической зоны - от минус 25 до минус 20 °С;

- для умеренной и жаркой климатических зон - от минус 10 до минус 5 °С.

- в летний период:

- для холодной климатической зоны - от минус 15 до минус 5 °С;

- для умеренной и жаркой климатических зон - минус 3 °С.

Для выполнения этих требований необходимо обоснованно выбрать метод подготовки газа к транспорту, зависящий от ряда факторов:

- компонентного состава газа;

- давления и температуры газа в пластовых условиях и на устье скважины;

- климатических условий в районе разрабатываемого месторождения.

Месторождения природного газа в зависимости от состава углеводородной продукции могут быть газовыми и газоконденсатными.

Подготовка продукции скважин газовых месторождений сводится к осушке газа. При этом обеспечивается требуемая точка росы по влагосодержанию. Для осушки газа в настоящее время на промыслах применяют два процесса:

- Поглощение влаги из газа с помощью жидкого абсорбента (абсорбционная осушка). При этом влажный газ и жидкий абсорбент движутся противотоком, а насыщенный влагой абсорбент непрерывно выводится из абсорбера на регенерацию.

- Поглощение влаги твердым адсорбентом (адсорбционная осушка). Влажный газ прокачивается через неподвижный слой адсорбента, который требует периодической регенерации. Для обеспечения непрерывности процесса адсорбции требуется батарея адсорберов.

В качестве абсорбента на газопромысловых предприятиях широко используются гликоли: моноэтиленгликоль (МЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ).

В процессах адсорбционных осушки газа широкое распространение получили силикагель и цеолиты.

Установки подготовки продукции скважин газоконденсатных месторождений должны обеспечить точку росы подготовленного к транспорту газа по влаге и углеводородам. Основной технологический процесс подготовки газа газоконденсатных месторождений - низкотемпературная сепарация. Процесс протекает при пониженной температуре (-10...-30 °С) и позволяет очистить газ от влаги и конденсата (Cs и выше). Полученный конденсат в дальнейшем транспортируется на перерабатывающие заводы для производства моторных топлив и сжиженных газов.

Абсорбционная осушка - наиболее широко применяемый технологический процесс подготовки газа к транспорту. Эта технология используется на большинстве месторождений северного региона, где эксплуатируется сеноманская залежь. К их числу относятся, в первую очередь, Уренгойское и Ямбургское газовые месторождения. На четырех УКПГ месторождения «Медвежье» Надымгазпрома подготовка газа также осуществляется по схеме абсорбционной осушки (имеется ряд УКПГ и с адсорбционной осушкой).

Схемы подготовки газа сеноманской залежи на этих месторождениях с точки зрения состава основных технологических объектов аналогичны. Одно из отличий связано с понижением устьевого давления газа на скважинах, что приводит к необходимости ввода в эксплуатацию дожимных компрессорных станций перед УКПГ (ДКС второй очереди) для обеспечения нормальных режимов работы установок подготовки газа, а также после УКПГ (ДКС первой очереди) для обеспечения нормального режима транспорта газа. Это, прежде всего, относится к месторождениям, находящимся на стадии падающей добычи (Уренгойское, Медвежье и др.). На разных стадиях эксплуатации УКПГ может работать без ДКС (при высоком пластовом давлении), с использованием одной или двух ДКС (при снижении пластового давления).

В состав основных технологических объектов установки подготовки газа абсорбционным методом входят (рис. 21.6):

- газопровод подключения УКПГ к промышленному газопроводу;
- здание переключающей аппаратуры (ЗПА);
- дожимная компрессорная станция (с цехом очистки газа) второй очереди;
- установка осушки газа;
- установка регенерации абсорбента;
- дожимная компрессорная станция первой очереди (на схеме не показана).

Имеется также большое количество вспомогательных объектов, обеспечивающих функционирование УКПГ.

Сырой газ по газосборным коллекторам (ГСК) с определенным давлением и температурой поступает по шлейфам во входные линии здания переключающей аппаратуры (ЗПА).

В ЗПА происходит снижение и выравнивание давления, переключение коллекторов на факел при продувке и на обводной коллектор при аварийной остановке УКПГ. Газ последом;! имип<> проходит кран с дистанционным управлением, регулирующий клапан и по коллектору большого диаметра подаётся на V< lanoii

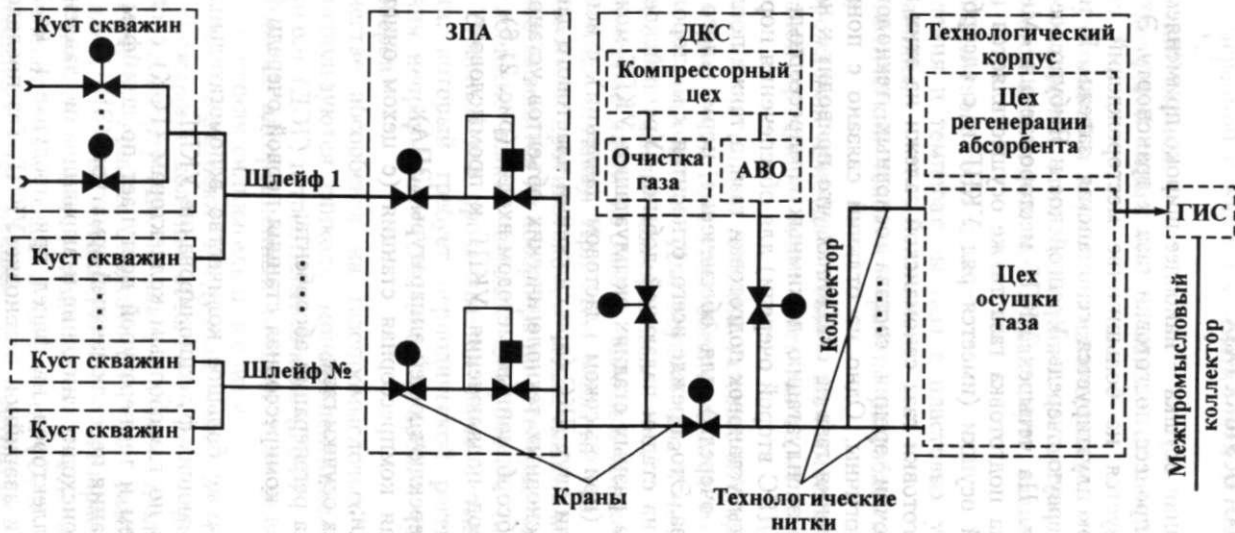


Рис. 21.6. Структурная схема объектов газового промысла

ку осушки газа. Снижение давления при редуцировании газа может привести к образованию гидратов, поэтому для предупреждения гидратообразования в шлейфы ЗПА вводится ингибитор.

Дожимная компрессорная станция второй очереди (ДКС-2) предназначена для поддержания постоянного давления на входе установки осушки газа с целью обеспечения ее стабильной работы. ДКС-2 через крановые узлы подключается к действующему коллектору сырого газа, проложенному от ЗПА к технологическому корпусу.

После компримирования газ поступает на установку охлаждения и далее снова подается в коллектор, проложенный от ЗПА к технологическому корпусу. Установка охлаждения (АВО) необходима для снижения температуры газа, которая увеличивается на выходе компрессоров за счёт работы, совершаемой газоперекачивающими агрегатами при сжатии газа. Снижение температуры необходимо для улучшения процесса осушки газа, а также для снижения энергетических потерь при транспорте газа (при низких температурах газ занимает меньший объём).

Очистка газа перед ДКС от капельной влаги и механических примесей производится на установке очистки газа, состоящей, как правило, из двух ступеней сепарации (грубая и тонкая очистка).

Установка абсорбционной осушки газа состоит из нескольких (7...12) технологических линий. Газ последовательно проходит на технологической линии кран с дистанционным управлением, сепаратор, абсорбер, расходомер, регулирующий клапан и кран с дистанционным управлением.

Примечание. Иногда используется коллекторная схема соединения блока сепараторов и блока абсорберов. В этом случае выходные трубопроводы сепараторов объединяются в общий коллектор, к которому также подключаются входные трубопроводы абсорберов. В такой схеме выделяют технологические линии сепарации газа и технологические линии осушки газа.

С помощью расходомеров и регулирующих клапанов осуществляется выравнивание нагрузок на каждой рабочей технологической линии. По данным расходомеров определяется необходимость остановки действующей (при снижении расхода) или пуска резервной (при увеличении) линии для увеличения эффективности работы технологического оборудования.

Установка регенерации абсорбента включает в себя несколько технологических линий (2, 4). Насыщенный абсорбент (НМЭГ, НДЭГ, НТЭГ) из абсорберов цеха осушки газа подается в колонну регенерации, где происходит разделение абсорбента и воды.

21.3. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ СХЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ БЛОКА СЕПАРАЦИИ И БЛОКА АБСОРБЦИИ

Цех осушки газа включает несколько технологических линий. Каждая технологическая линия осушки газа содержит в своем составе (рис. 21.7):

- газосепаратор с промывочной секцией (С-1);
- абсорбер (А-1).

В сепараторе С-1 с промывочной секцией газ очищается от механических примесей, солей и частично от метанола путём промывки промывочной (рефлюксной) водой, которая через регулирующий клапан сливается в дренаж. Расход подаваемой промывочной воды зависит от количества осушаемого газа.

Газ, очищенный от пластовой воды, механических примесей и солей, отводится с верха сепаратора и по трубопроводу подаётся в нижнюю часть абсорбера А-1. Абсорбер представляет собой вертикальный аппарат, состоящий из двух секций: массообменной и сепарационной.

Газ поступает в абсорбер под глухую тарелку, где происходит частичное отделение капельной жидкости. Попадая в массообменную секцию и перемещаясь снизу вверх, газ контактирует на тарелках (или в высоком слое насадки) с высококонцентрированным жидким абсорбентом. Абсорбент, постепенно насыщаясь влагой, стекает в нижнюю (кубовую) часть массообменной секции и выводится из абсорбера.

Осушенный газ из массообменной секции поступает в выходную фильтрующую секцию, где отбивается унесённый капельный гликоль. С верха абсорбера газ подаётся в коллектор осушенного газа.

После установки осушки газ проходит установку воздушного охлаждения (АВО) или СОГ, затем - газоизмерительную станцию (ГИС), узел аварийных (охранных) отключающих кранов и поступает (через дожимную компрессорную станцию ДКС-1) в газопровод подключения. Охлаждение газа перед его подачей в магистральный газопровод до минусовых температур (-2...-7 °С) характерно для северных месторождений, где газопроводы пролегают по территории вечномерзлых грунтов.

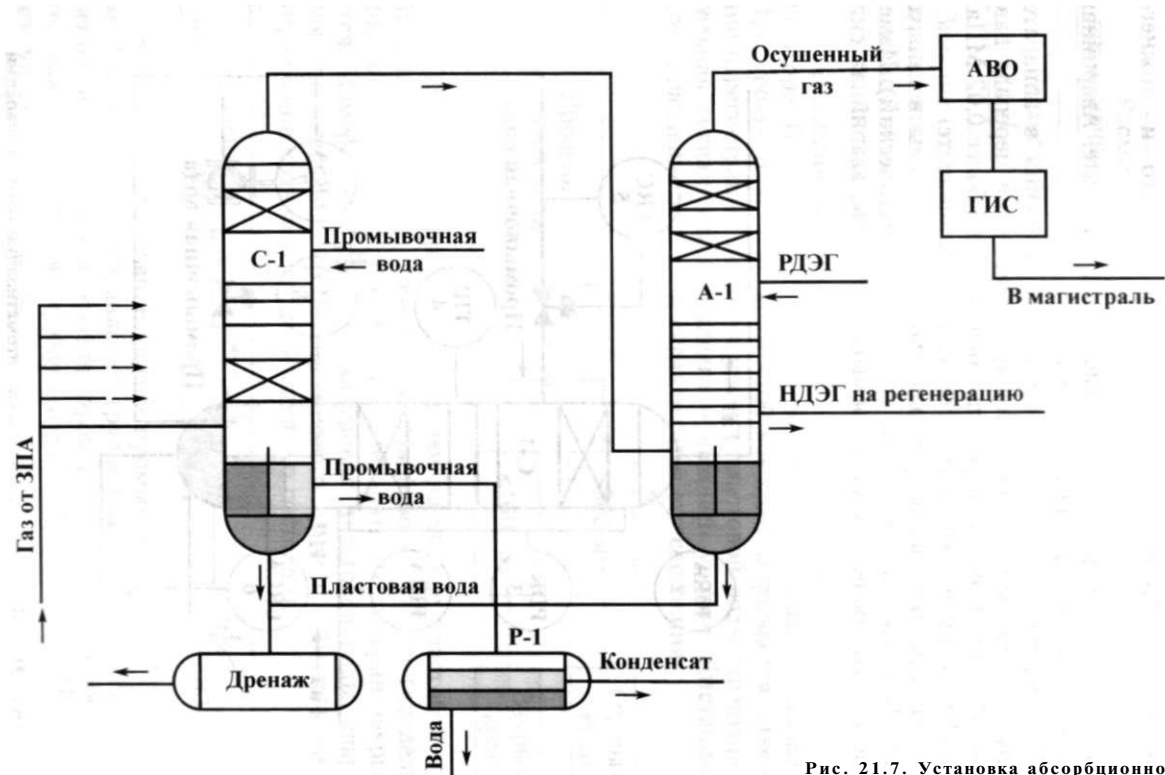


Рис. 21.7. Установка абсорбционной осушки газа

Функциональная схема автоматизации блока сепарации представлена на рис. 21.8. Она включает следующие контуры:

1. Измерение и регистрация давления на входе в технологическую линию. Аварийная сигнализация верхнего и нижнего уровней.

2. Измерение и регистрация давления в аппарате. Аварийная сигнализация при повышении давления.

3. Измерение и регистрация перепада давления в аппарате. Предупредительная сигнализация при повышении перепада давления. Рабочее значение перепада давления - не более 0,02 МПа.

4. Измерение и регистрация температуры в аппарате.

5. ПИД-регулирование расхода промывочной воды в сепаратор. Выбор режима управления (ручной, автоматический). Измерение и регистрация расхода промывочной воды, аварийная сиг-

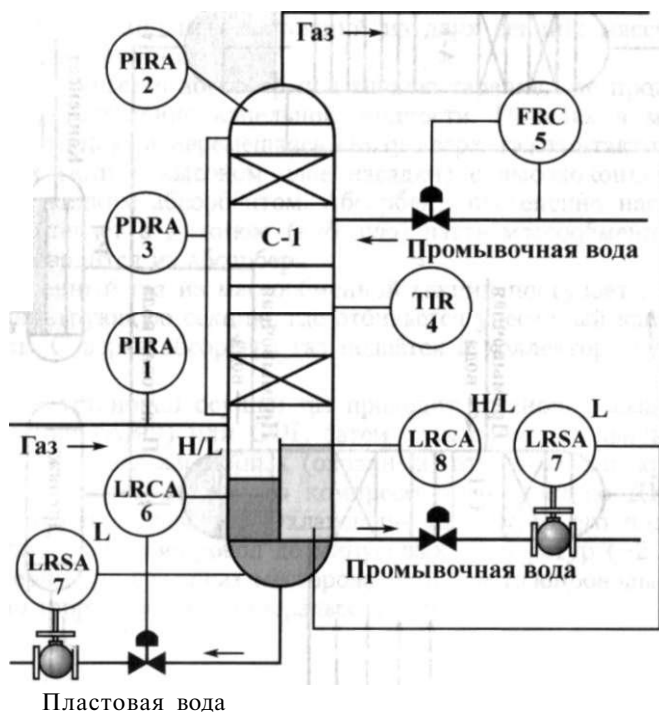
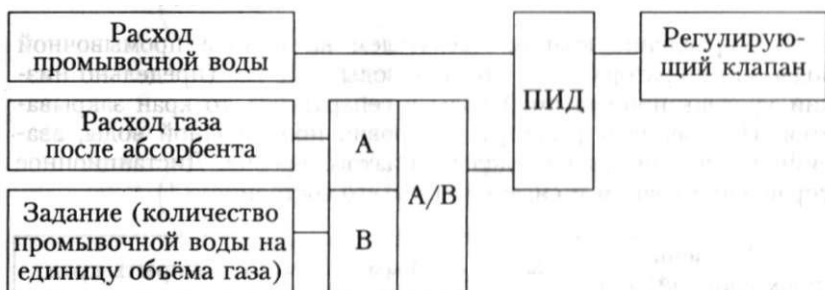


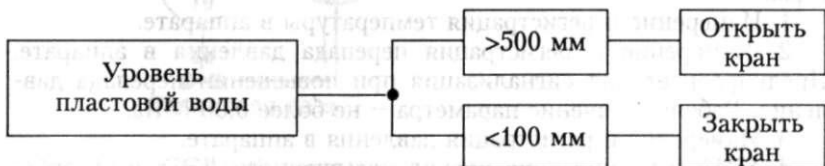
Рис. 21.8. Функциональная схема автоматизации блока сепарации

нализация при прекращении подачи промывочной воды в сепаратор.

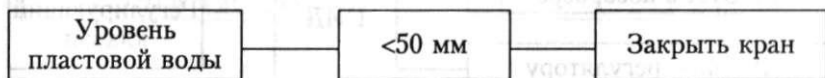
Задание регулятору вычисляется делением измеренного расхода газа через абсорбер на количество воды, требуемой для промывки единицы объёма газа.



6. Позиционное регулирование уровня пластовой воды в сепараторе. При уровне пластовой воды >500 мм кран открывается. При уровне пластовой воды <100 мм кран закрывается. Измерение и регистрация значения уровня пластовой воды, предупредительная сигнализация верхнего и нижнего уровня. Дистанционное управление краном и сигнализация его состояния.



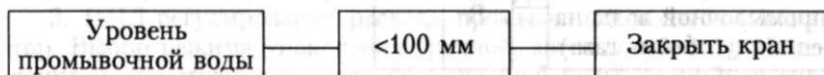
7. Управление краном-отсекателем на выходе пластовой воды из сепаратора. Если уровень пластовой воды <50 мм (предельно низкий уровень пластовой воды в сепараторе), то кран закрывается. Измерение и регистрация уровня пластовой воды, аварийная сигнализация предельно низкого уровня. Дистанционное управление краном и сигнализация его состояния.



8. ПИД-регулирование уровня промывочной воды в сепараторе. Выбор режима управления (ручной, автоматический). Измерение и регистрация уровня промывочной воды, предупредительная сигнализация верхнего и нижнего уровня. Дистанционное управление клапаном.



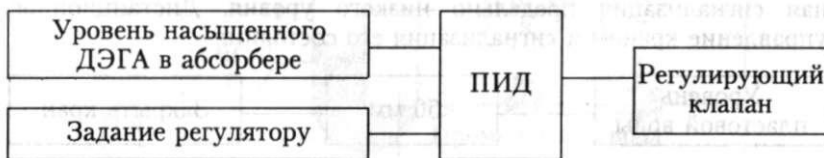
9. Управление краном-отсекателем на выходе промывочной воды из сепаратора. Если уровень воды < 100 мм (предельно низкий уровень промывочной воды в сепараторе), то кран закрывается. Измерение и регистрация уровня промывочной воды, аварийная сигнализация предельно низкого уровня. Дистанционное управление краном и сигнализация его состояния.



ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ БЛОКА АБСОРБЦИИ

Функциональная схема автоматизации блока абсорбции представлена на рис. 21.9. Она включает следующие контуры:

1. Измерение и регистрация температуры в аппарате.
2. Измерение и регистрация перепада давления в аппарате. Предупредительная сигнализация при повышении перепада давления. Рабочее значение параметра - не более 0,06 МПа.
3. Измерение и регистрация давления в аппарате.
4. ПИД-регулирование уровня насыщенного ДЭГа в абсорбере. Выбор режима управления (ручной, автоматический). Измерение и регистрация уровня насыщенного ДЭГа, предупредительная сигнализация верхнего и нижнего уровня. Дистанционное управление клапаном.



5. Управление краном-отсекателем на выходе насыщенного ДЭГа из абсорбера. Если уровень насыщенного ДЭГа < 75 мм, то кран закрывается. Измерение и регистрация уровня насыщенного ДЭГа, аварийная сигнализация предельно низкого уровня.

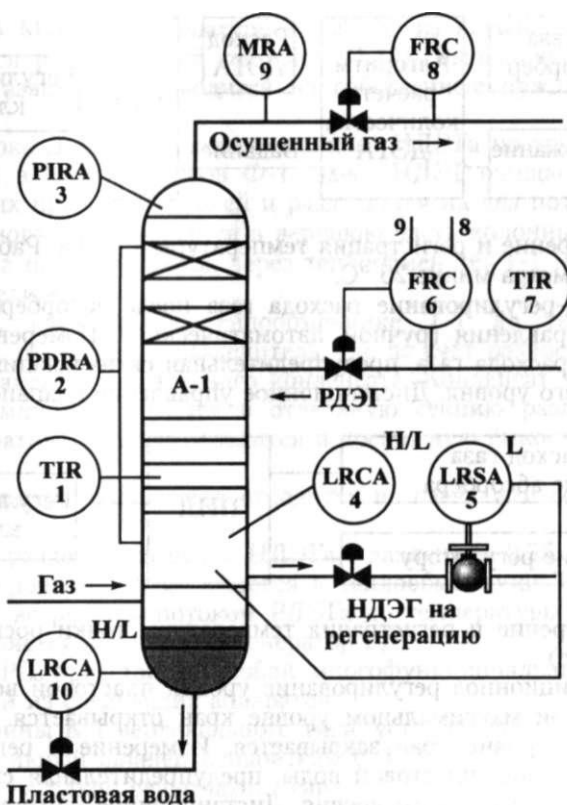


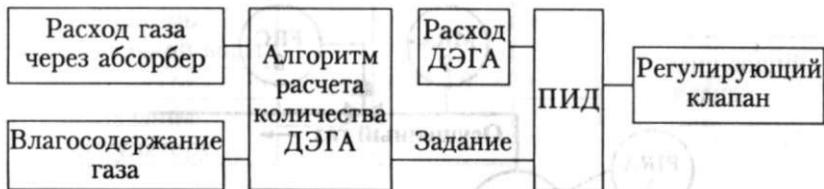
Рис. 21.9. Функциональная схема автоматизации блока абсорбции

Дистанционное управление краном и сигнализация его состояния.



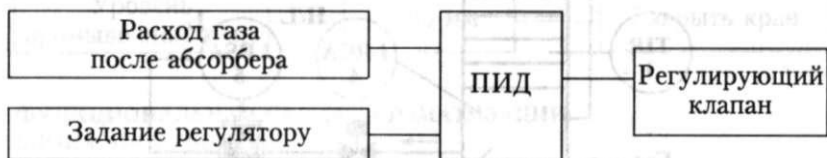
6. ПИД-регулирование расхода регенерированного ДЭГа в абсорбер в зависимости от расхода газа через абсорбер и его влагосодержания. Измерение и регистрация расхода регенерированного ДЭГа. Дистанционное управление клапаном.

Задание регулятору вычисляется по алгоритму в зависимости от расхода газа через абсорбер и его влагосодержания.



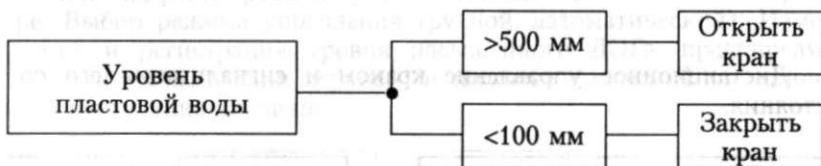
7. Измерение и регистрация температуры РДЭГа. Рабочее значение параметра минус 25 °С.

8. ПИД-регулирование расхода газа после абсорбера. Выбор режима управления (ручной, автоматический). Измерение и регистрация расхода газа, предупредительная сигнализация верхнего и нижнего уровня. Дистанционное управление клапаном.



9. Измерение и регистрация температуры точки росы (влаго-содержание).

10. Позиционное регулирование уровня пластовой воды в абсорбере. При максимальном уровне кран открывается. При минимальном уровне кран закрывается. Измерение и регистрация значения уровня пластовой воды, предупредительная сигнализация верхнего и нижнего уровня. Дистанционное управление краном и сигнализация его состояния.



21.4. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ СХЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ РАЗДЕЛИТЕЛЯ И БЛОКА РЕГЕНЕРАЦИИ

Установка предназначена для регенерации насыщенного влагой абсорбента - ДЭГа (ТЭГа), поступающего с установки осушки газа. Раствор НДЭГа распределяется задвижками по линиям цеха регенерации и подаётся в блок дегазации Д-1, где при дав-

лении 0,6 МПа и температуре 10...20 °С из насыщенного ДЭГа выделяется растворённый газ (рис. 21.10). Выделившийся в ёмкости дегазации газ отводится на собственные нужды (или на свечу).

Из блока Д-1 поток дегазированного НДЭГа по трубопроводу поступает в блок фильтров Ф-1. Здесь НДЭГ очищается от механических примесей и солей и разделяется на два потока. Часть насыщенного ДЭГа подаётся в верхнюю часть колонны регенерации К-1, а основной поток через теплообменник Т-1 направляется в разделитель Р-1.

НДЭГ, нагретый в теплообменнике Т-1 до температуры 40...50 °С, поступает в разделитель, где за счёт разности плотностей отстаивается от газового конденсата. Конденсат через верхнюю кромку переливается в отдельную секцию разделителя и через обратный клапан отводится в дренажную ёмкость для конденсата.

Газ с верха разделителя отводится на свечу или собственные нужды.

После разделителя поток НДЭГа с давлением 0,35...0,5 МПа и температурой 40...50 °С подаётся в теплообменники Т-2, где нагревается встречным потоком РДЭГа до температуры 85...105 °С и направляется в огневой регенератор РД.

Блок РД представляет собой многофункциональный агрегат, состоящий из следующих аппаратов:

- колонны К-1 вертикального типа, установленной на верхний соединительный фланец испарителя И-1 (колонна заполнена регулярной насадкой решетчатого типа);
- огневого испарителя И-1 - аппарата горизонтального типа, установленного на металлической раме над буферной ёмкостью Е-1 (внутри испарителя размещен жаротрубный блок с инжекционной горелкой);
- буферной ёмкости Е-1 горизонтального типа со встроенными U-образными трубами «гликоль-гликоль»;
- дымовой трубы с горизонтальным газоходом, присоединённым к выходу жаровых труб испарителя (на рис. 21.10 не показана).

НДЭГ, нагретый в теплообменнике Т-2 до температуры 85...105 °С, через отключающую задвижку поступает в трубное пространство буферной ёмкости Е-1, где нагревается за счёт тепла, выводимого из регенератора РДЭГа до температуры 140 °С. Из ёмкости НДЭГ поступает на распределительную гарс/жу нижней насадочной секции колонны К-1.

Часть НДЭГа от блока Ф-1 подаётся на **распределительную тарелку** верхней насадочной секции колонны К-1.

В колонне регенерации НДЭГ, стекающий по насадочным

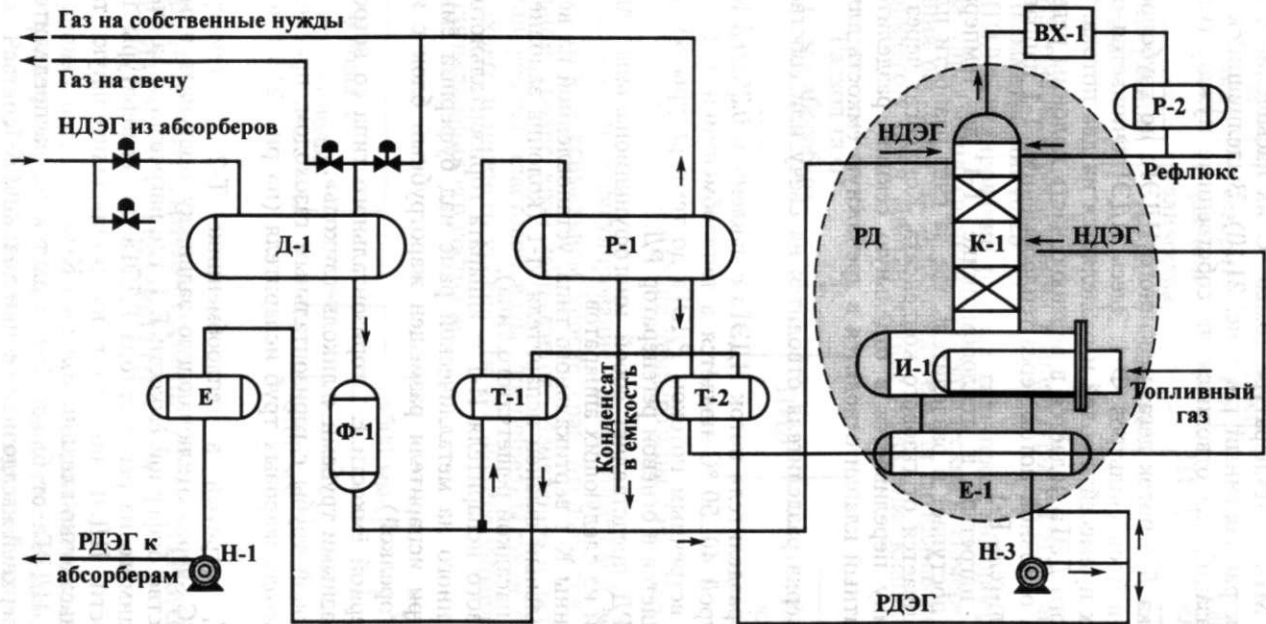


Рис. 21.10. Технологическая схема блока регенерации ДЭГа

секциям, вступает в контакт с поднимающимися парами воды, метанола и углеводородов. При этом происходит тепло-массообмен между жидкостью и паром, а также обеспечивается улавливание аэрозольных частиц ДЭГа из поднимающихся паров воды и метанола. Пары воды, метанола и остатков углеводородных компонентов отводятся с верха колонны К-1.

Частично регенерированный ДЭГ стекает из колонны в испаритель. В испарителе происходит нагрев ДЭГа до температуры 158...162 °С и окончательная отпарка из него паров воды, метанола и остаточных углеводородов. Подвод тепла для нагрева жидкости и испарения воды осуществляется от стенок жаровых труб за счёт сжигания топливного газа на горелке испарителя И-1.

Регенерированный диэтиленгликоль с температурой 158...162 °С переливается из испарителя в буферную ёмкость Е-1, где охлаждается до температуры 120 °С. Из буферной ёмкости огневого регенератора РДЭГ насосом Н-3 направляется в теплообменники Т-2 и Т-1. После охлаждения в теплообменниках РДЭГ с температурой 17...30 °С поступает в ёмкость Е (расходная ёмкость с атмосферным давлением).

Из расходной ёмкости Е гликоль забирается высоконапорными насосами Н-1 и подается на установку осушки газа в абсорберы А-1.

Пары воды, метанола и остатков углеводородных компонентов с температурой 68...78 °С отводятся с верха колонны К-1 и подаются на охлаждение и конденсацию в аппарат воздушного охлаждения ВХ-1. Сконденсировавшийся рефлюкс поступает в блок разделителя Р-2. В разделителе за счёт разности плотностей вода отстаивается от конденсата. Конденсат через верхнюю кромку переливается в отдельную секцию аппарата, накапливается и отводится в дренажную ёмкость для конденсата. Рефлюкс из Р-2 насосами Н-2 (на схеме не показаны) подается на орошение верха колонны К-1.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ СХЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ РАЗДЕЛИТЕЛЯ И БЛОКА РЕГЕНЕРАЦИИ

Функциональная схема автоматизации разделителя Р-1 представлена на рис. 21.11. Она включает следующие контуры:

1. Измерение и регистрация температуры в аппарате.
2. ПИД-регулирование давления в аппарате. Выбор режима управления (ручной, автоматический). Измерение и регистрация давления, предупредительная сигнализация повышения давления. Дистанционное управление клапаном.

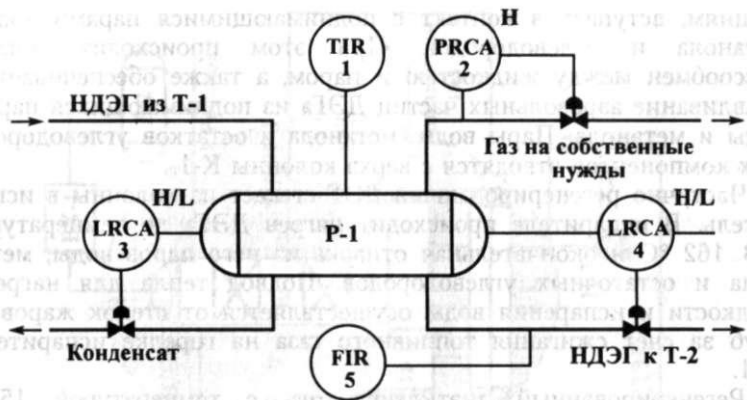
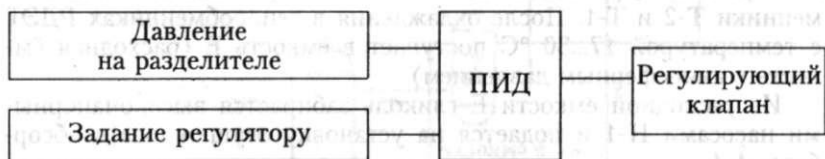
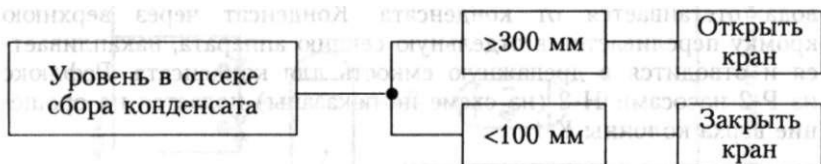


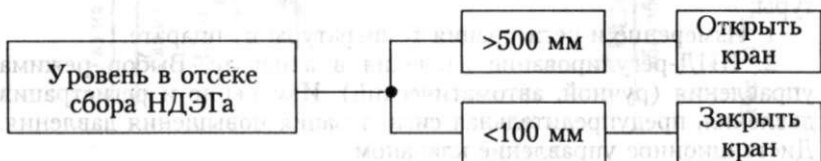
Рис. 21.11. Функциональная схема автоматизации разделителя P-1



3. Позиционное регулирование уровня в отсеке сбора конденсата. Измерение и регистрация значения уровня конденсата, предупредительная сигнализация верхнего и нижнего уровня. Дистанционное управление краном и сигнализация его состояния.



4. Позиционное регулирование уровня в отсеке сбора НДЭГа. Измерение и регистрация уровня НДЭГа, предупредительная сигнализация при повышении и понижении уровня. Дистанционное управление клапаном и сигнализация его состояния.



5. Измерение и регистрация расхода НДЭГа на выходе из разделителя.

Функциональная схема автоматизации блока регенерации представлена на рис. 21.12. Она включает следующие контуры:

1. Измерение и регистрация температуры НДЭГа на входе в буферную ёмкость Е-1.

2. Измерение и регистрация температуры в огневом испарителе. Аварийная сигнализация повышения температуры.

3. Измерение, регистрация и предупредительная сигнализация повышения и понижения давления в испарителе.

4. ПИД-регулирование температуры верха колонны. Выбор режима управления (ручной, автоматический). Измерение, регистрация температуры верха К-1. Дистанционное управление клапаном.

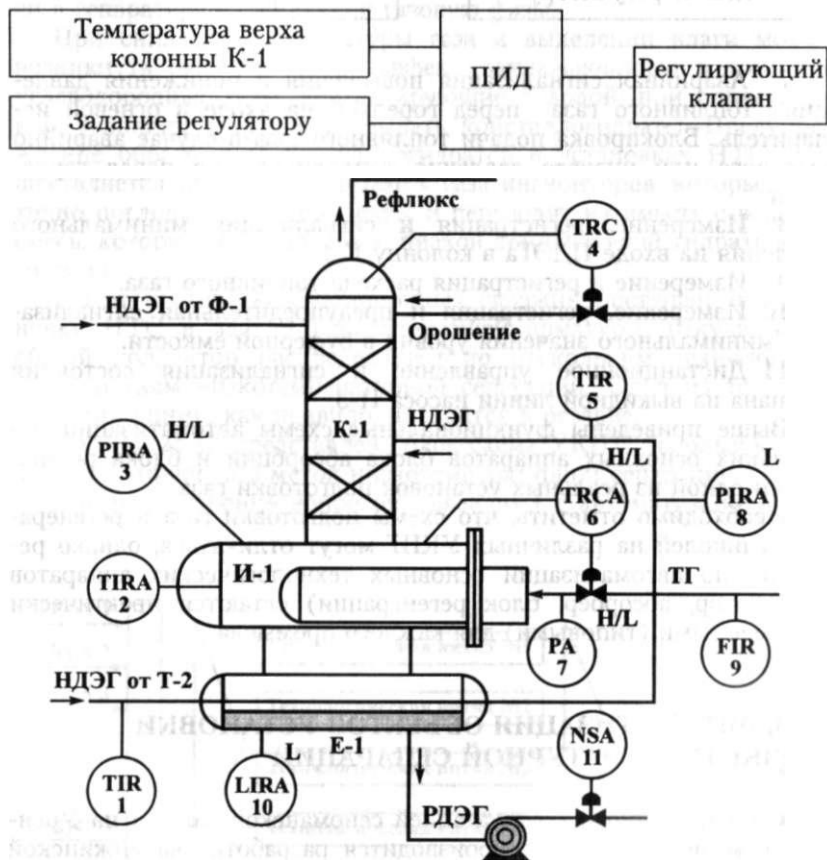
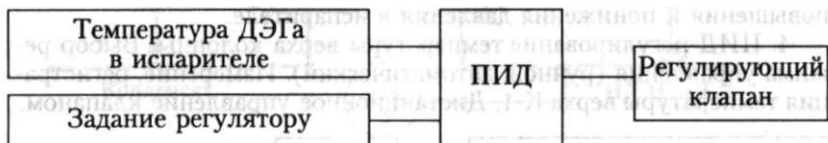


Рис. 21.12. Функциональная схема автоматизации блока регенерации

5. Измерение и регистрация температуры НДЭГа на входе в К-1.

6. ПИД-регулирование температуры ДЭГа в испарителе. Выбор режима управления (ручной, автоматический). Измерение и регистрация температуры, предупредительная сигнализация повышения или понижения температуры, дистанционное управление клапаном.



7. Аварийная сигнализация повышения и понижения давления топливного газа перед горелкой на входе в огневой испаритель. Блокировка подачи топливного газа в случае аварийно высокого или низкого давления топливного газа перед горелками.

8. Измерение, регистрация и сигнализация минимального давления на входе НДЭГа в колонну К-1.

9. Измерение и регистрация расхода топливного газа.

10. Измерение, регистрация и предупредительная сигнализация минимального значения уровня в буферной ёмкости.

11. Дистанционное управление и сигнализация состояния клапана на выкидной линии насоса Н-3.

Выше приведены функциональные схемы автоматизации нескольких основных аппаратов блока абсорбции и блока регенерации одной из реальных установок подготовки газа.

Необходимо отметить, что схемы подготовки газа и регенерации гликолей на различных УКПГ могут отличаться, однако решения по автоматизации основных технологических аппаратов (сепаратор, абсорбер, блок регенерации) остаются практически неизменными (типовыми) для каждого промысла.

21.5. АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ

Одновременно с эксплуатацией сеноманской залежи на Уренгойском месторождении производится разработка валанжинской залежи, расположенной на глубине порядка 3500...3600 м, пластовый газ которой содержит значительное количество конденса-

360

та, достигающее 300...350 г/м³. При высоких пластовых давлениях целесообразно для подготовки такого газа использовать метод низкотемпературной сепарации.

Известно, что понижение температуры уменьшает влажность вследствие конденсации влаги. Охлаждение газа на промысловых установках производится за счёт использования его большого давления путём редуцирования на дросселях и эжекторах. В зависимости от состава газа происходит его охлаждение на 3...4.5 °С на 1 МПа падения давления. С учётом утилизации холода потока осушенного газа в теплообменниках «газ - газ» удастся снизить температуру сырого газа до минус 20...25 °С.

Таким образом, процесс НТС сводится к охлаждению природного газа с последующим разделением газоконденсатной смеси в сепараторе на жидкую и газовую фазы.

При снижении температуры газа и выделении влаги может возникнуть нежелательный эффект, заключающийся в том, что углеводородные газы, контактирующие с водой, при определенных условиях могут образовывать кристаллогидраты. Предупреждение образования кристаллогидратов в установках НТС осуществляется путем ввода в поток газа ингибиторов, которые частично поглощают водяные пары и переводят их вместе с водой в смесь, которая обладает более низкой температурой гидратообразования.

Газ от кустов эксплуатационных скважин поступает на установку НТС в здание переключающей арматуры, откуда через общий коллектор распределяется по нескольким технологическим линиям низкотемпературной сепарации. Одна из технологических линий, как правило, находится в резерве.

На рис. 21.13 представлена блок-схема УКПГ, использующего для подготовки газа метод низкотемпературной сепарации.

Для рассмотрения вопросов, связанных с автоматизацией тех-



Рис. 21.13. Блок-схема УКПГ на базе НТС

нологического процесса низкотемпературной сепарации, предлагается упрощённая схема с двухступенчатой предварительной сепарацией (рис.. 21.14).

Газ по технологической линии поступает в сепаратор С-1 первой ступени. Далее газ последовательно проходит теплообменник Т-1, сепаратор второй ступени С-2, теплообменник Т-2, дроссель (эжектор) и низкотемпературный сепаратор С-3. Затем осушенный и охлаждённый газ опять проходит теплообменники (Т-1 и Т-2) для охлаждения сырого газа и поступает в магистральный трубопровод.

Жидкость (углеводородный конденсат и вода с растворенным в ней метанолом) из сепаратора С-1 поступает в разделительную емкость Р-1. Водометанольный раствор (1 %) из разделителя Р-1 отводится в дренаж (с последующей закачкой в пласт), а конденсат после охлаждения в теплообменнике Т-3 впрыскивается в поток газа перед низкотемпературным сепаратором С-3. Охлаждение конденсата в Т-3 осуществляется холодным углеводородным конденсатом, выделившимся в низкотемпературном сепараторе.

Жидкость (углеводородный конденсат и вода с частично растворенным метанолом) из сепаратора С-2 поступает в разделительную ёмкость Р-3, откуда водометанольный раствор (ВМР 30 %) отводится в дренаж, а конденсат (ВМР 70 %) поступает в теплообменник Т-3.

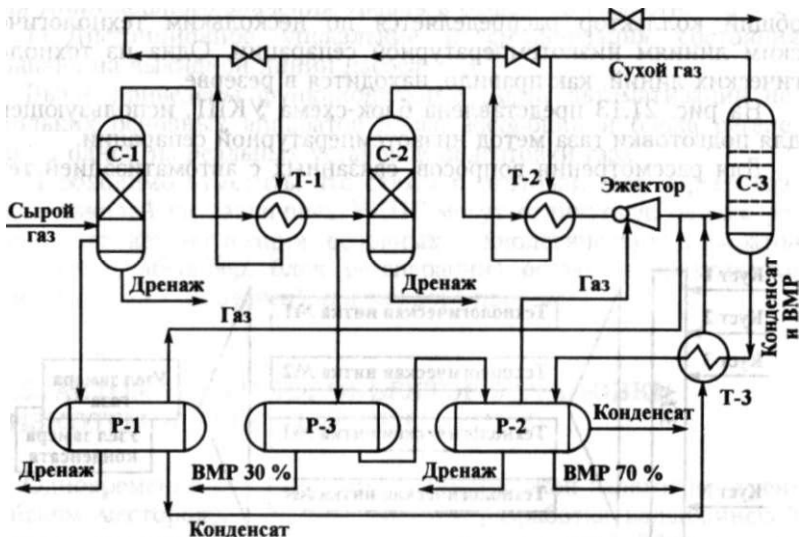


Рис. 21.14. Технологическая схема НТС

30 %) подаётся на площадку трапов, а смесь конденсата и воды подаётся в разделительную ёмкость P-2.

В разделительной ёмкости P-2 происходит разделение конденсата и метанольного раствора (ВМР 70 %). Выделившийся в P-2 газ направляется в эжектор.

21.6. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ПЕРВОЙ СТУПЕНИ СЕПАРАЦИИ

Функциональная схема автоматизации сепаратора С-1, теплообменника Т-1 и разделительной ёмкости P-1 приведена на рис 21.15.

1. Измерение и регистрация температуры в сепараторе С-1.
2. Измерение и регистрация перепада давления в сепараторе.

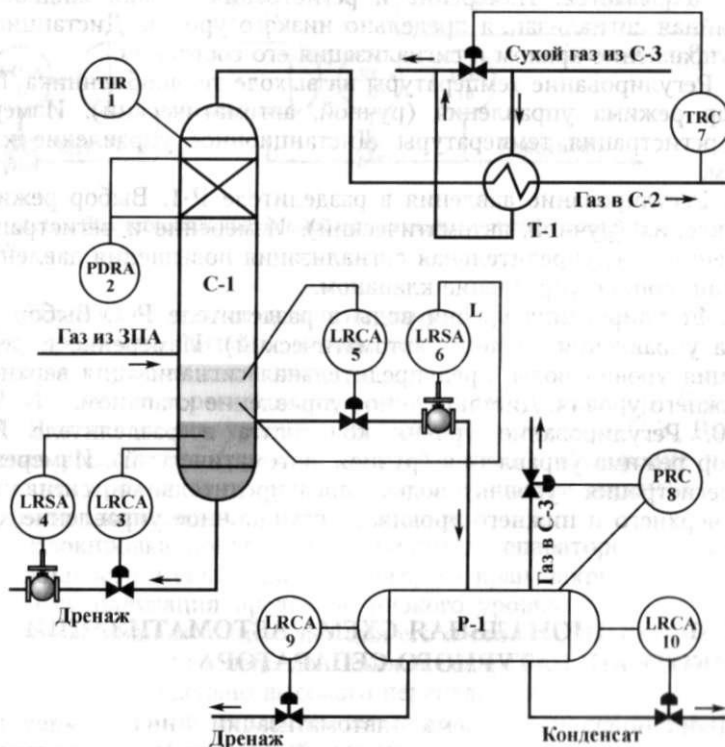


Рис. 21.15. Функциональная схема автоматизации 1-й ступени сепарации

Предупредительная сигнализация при повышении перепада давления.

3. Регулирование уровня воды в сепараторе. Выбор режима управления (ручной, автоматический). Измерение и регистрация уровня воды, предупредительная сигнализация верхнего и нижнего уровня. Дистанционное управление клапаном.

4. Управление краном-отсекателем на выходе воды из сепаратора. При достижении предельно низкого уровня воды кран закрывается. Измерение и регистрация уровня воды, аварийная сигнализация предельно низкого уровня. Дистанционное управление краном и сигнализация его состояния.

5. Регулирование уровня жидкости в сепараторе. Выбор режима управления (ручной, автоматический). Измерение и регистрация уровня воды, предупредительная сигнализация верхнего и нижнего уровня. Дистанционное управление клапаном.

6. Управление краном-отсекателем на выходе жидкости из сепаратора. При достижении предельно низкого уровня жидкости кран закрывается. Измерение и регистрация уровня жидкости, аварийная сигнализация предельно низкого уровня. Дистанционное управление краном и сигнализация его состояния.

7. Регулирование температуры на выходе теплообменника Т-1. Выбор режима управления (ручной, автоматический). Измерение, регистрация температуры. Дистанционное управление клапаном.

8. Регулирование давления в разделителе Р-1. Выбор режима управления (ручной, автоматический). Измерение и регистрация давления, предупредительная сигнализация повышения давления. Дистанционное управление клапаном.

9. Регулирование уровня воды в разделителе Р-1. Выбор режима управления (ручной, автоматический). Измерение и регистрация уровня воды, предупредительная сигнализация верхнего и нижнего уровня. Дистанционное управление клапаном.

10. Регулирование уровня конденсата в разделителе Р-1. Выбор режима управления (ручной, автоматический). Измерение и регистрация уровня воды, предупредительная сигнализация верхнего и нижнего уровня. Дистанционное управление клапаном.

21.7. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО СЕПАРАТОРА

Функциональная схема автоматизации низкотемпературного сепаратора С-3 и разделительной ёмкости Р-2 приведена на рис 21.16.

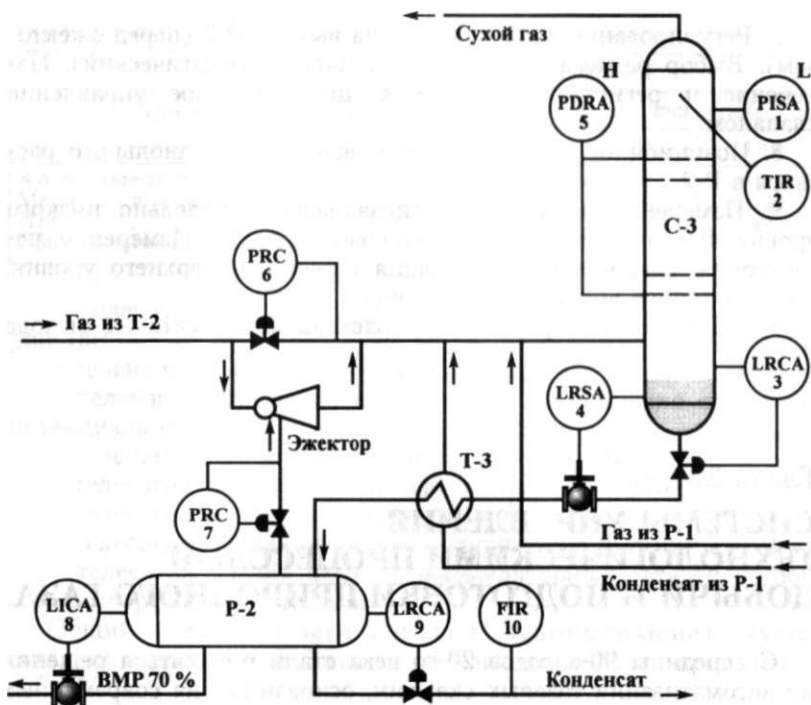


Рис. 21.16. Функциональная схема автоматизации низкотемпературного сепаратора

1. Измерение давления в сепараторе С-3, аварийная сигнализация предельно низкого и высокого давления, блокировка по предельно низкому давлению.

2. Измерение и регистрация температуры в сепараторе С-1.

3. Регулирование уровня жидкости в сепараторе С-3. Выбор режима управления (ручной, автоматический). Измерение и регистрация уровня воды, сигнализация верхнего и нижнего уровня. Дистанционное управление клапаном.

4. Блокировка по уровню жидкости в сепараторе. Если уровень жидкости меньше допустимого, то кран закрывается. Аварийная сигнализация предельно низкого уровня. Дистанционное управление краном и сигнализация его состояния.

5. Измерение перепада давления в сепараторе С-3, аварийная сигнализация предельно высокого перепада давления.

6. Регулирование давления газа перед сепаратором С-3. Выбор режима управления (ручной, автоматический). Измерение и регистрация давления, дистанционное управление клапаном.

7. Регулирование давления газа на выходе Р-2 (перед эжектором). Выбор режима управления (ручной, автоматический). Измерение и регистрация давления, дистанционное управление клапаном

8. Позиционное регулирование уровня водометанольного раствора в Р-2.

9. Измерение и аварийная сигнализация предельно низкого уровня. Регулирование уровня конденсата в Р-2. Измерение, регистрация, аварийная сигнализация нижнего и верхнего уровня. Дистанционное управление клапаном.

10. Измерение и регистрация расхода конденсата на выходе Р-2.

Глава 22

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

С середины 90-х годов 20-го века стали появляться решения по автоматизации газовых скважин, основанные на современных программно-технических средствах. Ниже рассмотрены две системы телемеханики для электрифицированных и неэлектрифицированных кустов газовых скважин.

22.1. СИСТЕМА ТЕЛЕМЕХАНИКИ КУСТОВ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА БАЗЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ФИРМЫ BRISTOL BAWCOCK

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМЫСЛА

Основные характеристики УКПГ:

- Эксплуатационный фонд скважин - 24.
- Количество кустов - 7.
- Избыточное давление перед диафрагмой - 6,0 МПа.
- Температура перед диафрагмой - плюс 10 °С.
- Максимальный дебит скважины - около 20 000 м³/ч.

Для предотвращения гидратообразования в выкидные линии скважин предусмотрена подача метанола с УКПГ-10.

Объём телемеханизации кустов газовых скважин:

- телеизмерение давления газа на скважине;

Таблица 22.1

Объект	Тип сигнала			
	Аналоговые		Дискретные	
	АI	АО	ДИ	ДО
Кусты газовых скважин	93	7	14	7
Метаноле- и газопроводы	24		46	42
Итого	117	7	60	49
Общее количество сигналов	233			

- телеизмерение перепада давления газа на сужающем устройстве;
- телеизмерение температуры газа на скважине;
- телеизмерение напряжения, тока СКЗ и уровня защитного потенциала куста;
- телеизмерение потребляемой электроэнергии СКЗ;
- телесигнализация температуры в блок-боксе ТМ;
- телесигнализация открытия двери блок-бокса;
- телесигнализация отсутствия напряжения питания 220 В;
- телесигнализация разряда аккумуляторных батарей устройства бесперебойного питания.

Общий объём телемеханизации (автоматизации) кустов скважин, газосборной сети и метанолепроводов приведен в табл. 22.1.

НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

Система телемеханики предназначена для обеспечения оперативного контроля состояния технологических объектов кустов газовых скважин, а также автоматизированного управления ими с пункта управления на УКПГ.

Система телемеханики обеспечивает:

- циклический сбор данных телеизмерений кустов газовых скважин;
- контроль и регистрацию предупредительной и аварийной телесигнализации технологических объектов;
- задание уставок телеизмерений с пункта управления на УКПГ;
- вычисление дебита скважин;
- контроль параметров и режимов работы СКЗ;
- охранную сигнализацию блок-боксов.

Основными целями создания СТМ являются:

- обеспечение управления технологическим оборудованием кустов газовых скважин в нормальных, переходных и аварийных режимах работы;

- обеспечение персонала достаточной, достоверной и своевременной информацией о ходе технологического процесса и состоянии технологического оборудования кустов газовых скважин для ведения оперативного управления;
- повышение эксплуатационной надежности кустов газовых скважин;
- сокращение ошибок оперативного персонала.

СТРУКТУРА КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ТЕЛЕМЕХАНИКИ
(рис. 22.1)

Комплекс технических средств телемеханики имеет в своем составе:

- пункт управления (ПУ) - 1;
- концентратор данных (КД) - 1;

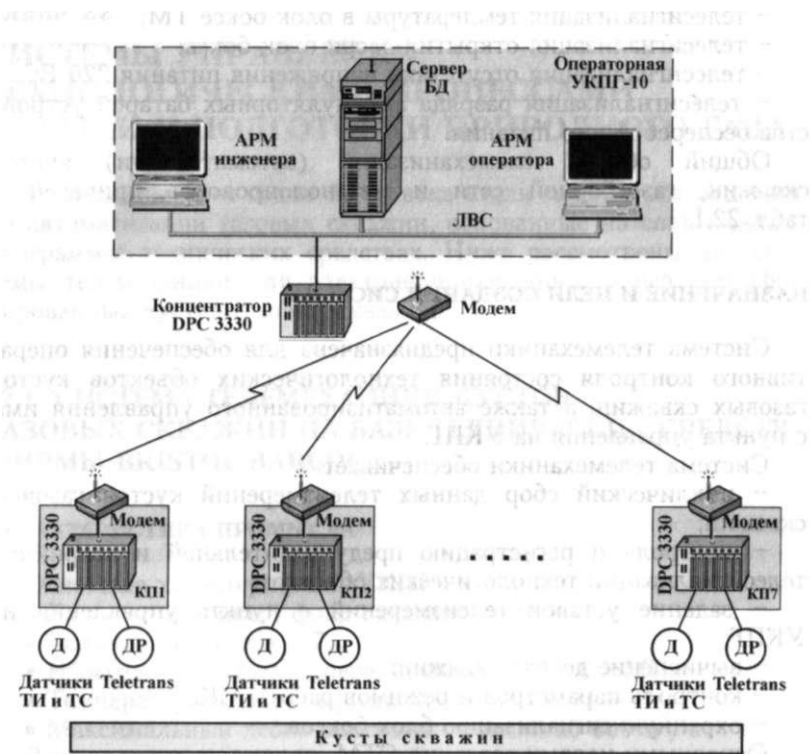


Рис. 22.1. Структура комплекса технических средств:
БД - база данных; Д - датчик давления; ДР - датчик давления и расхода Teletrans; ТИ - телеизмерение; ТС - телесигнализация

- контролируемый пункт (КП) куста газовых скважин - 7;
- установка измерения дебита скважины на базе многопараметрического датчика Teletrans 3508-30С - 24 (на каждой скважине).

- В комплект установки измерения дебита скважины входят:

- многопараметрический датчик Teletrans 3508-30С, обеспечивающий измерение перепада давления газа на сужающем устройстве и избыточного давления газа (для подключения внешнего термопреобразователя сопротивления на датчике имеются клеммы);

- вентильный блок, обеспечивающий подключение датчика Teletrans 3508-30С к сужающему устройству;

- поверхностный термопреобразователь сопротивления для измерения температуры газа;

- шкаф с термообогревом, предназначенный для защиты оборудования установки измерения дебита скважины от внешней среды и предотвращения гидратообразования в импульсных трубках.

Датчик Teletrans 3508-30С обеспечивает перевод измеренных параметров (перепад давления, избыточное давление, температура газа) в цифровой вид и вместе с внутренней диагностической информацией передает в контролируемый пункт куста скважин.

Подключение датчика Teletrans 3508-30С к контролируемому пункту осуществляется с помощью двухпроводной линии, по которой подаётся питание на датчик и одновременно передается информация в цифровом виде.

- Контролируемый пункт. Основой КП является контроллер DPC3330 компании Bristol Babcock. Контроллер DPC3330 выполняет следующие функции:

- опрос датчиков Teletrans 3508-30С установок измерения дебита скважины;

- сбор информации с датчиков телеизмерений (параметры СКЗ);

- сбор информации с датчиков телесигнализаций;

- первичная обработка информации;

- расчет дебита скважины и суммарного расхода по кусту газовых скважин;

- обмен информацией с концентратором данных системы телемеханики.

Подключение датчиков телеизмерений к контроллеру осуществляется через клеммник ТВ3. Подключение датчиков телесигнализаций осуществляется к клеммнику ТВ2 (технические характеристики контроллера DPC3330 см в соответствующем разделе).

КП содержит два независимых источника бесперебойного питания:

- источник бесперебойного питания 12 В, предназначенный для питания радиомодема;
- источник бесперебойного питания 24 В, предназначенный для питания контроллера DPC3330, датчиков Teletrans 3508-30С, датчиков телеизмерений и телесигнализаций.

Источник бесперебойного питания 12 В включает в свой состав источник питания 12 В и аккумулятор. Источник бесперебойного питания 24 В также включает в свой состав источник питания 24 В и аккумулятор. Этот источник снабжен интерфейсным модулем, который вырабатывает сигналы «Отсутствие 220 В, 50 Гц» и «Разряд аккумуляторов». Сигнал «Отсутствие 220 В, 50 Гц» означает отсутствие первичного напряжения 220 В, 50 Гц или отказ источника питания. Сигнал «Разряд аккумуляторов» выставляется в активное состояние, когда напряжение аккумуляторных батарей становится ниже нормы (11,0...11,5 В).

Для предотвращения глубокого разряда аккумуляторов в случае отсутствия напряжения питания 220 В, 50 Гц в обоих источниках бесперебойного питания предусмотрена схема отключения аккумуляторов.

• Концентратор данных. Основой концентратора данных является также контроллер DPC3330. Контроллер реализует следующие функции:

- опрос нижележащих узлов - контролируемых пунктов кустов газовых скважин;
- хранение данных, полученных от нижележащих узлов;
- обмен информацией с вышестоящей ИУС по протоколу MODBUS;
- обмен информацией с пунктом управления (ПУ) системы телемеханики;
- управление радиомодемом.

Для связи с контролируемыми пунктами кустов газовых скважин в концентраторе данных предусмотрен радиомодем. Связь между контроллером DPC3330 и радиомодемом осуществляется по кабелю RS-232.

Для связи с пунктом управления системы телемеханики и с вышестоящей АСУТП в концентраторе данных предусмотрены модемы ограниченной дальности.

Питание оборудования концентратора данных осуществляется от источника бесперебойного питания, включающего источник питания 12 В и аккумулятор.

Для обеспечения удобного подключения портативного компьютера в концентраторе данных предусмотрена розетка 220 В, 50 Гц.

Оборудование концентратора данных размещается на монтажной панели пылевлагозащищенного шкафа. Для предотвращения несанкционированного доступа к оборудованию концентратора данных шкаф снабжен запором с замком. Шкаф крепится на стене.

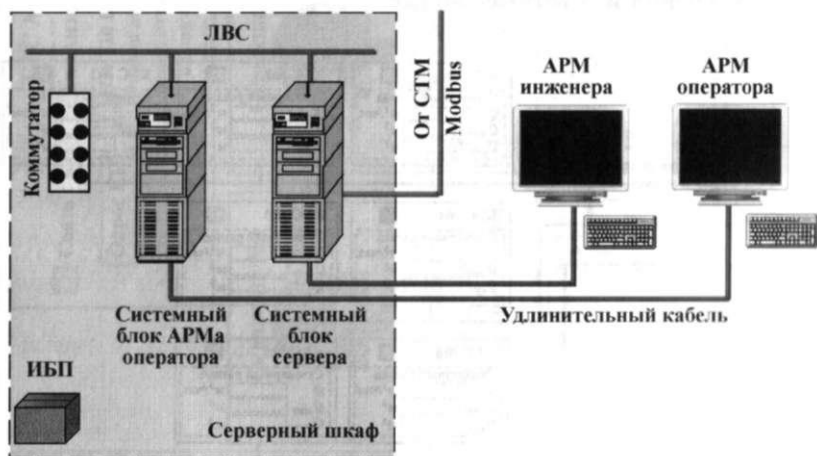
• Пункт управления (ПУ). Пункт управления предназначен для реализации следующих функций:

- организация циклического, по вызову и произвольного опроса КП;
- регистрация событий от всех КП;
- контроль допуска операторов ПУ;
- выработка команд телеуправления с проверкой допуска;
- ведение оперативной базы текущих параметров, базы архивных параметров и базы тревог и событий;
- выработка обобщенных сигналов работоспособности системы;
- автоматическая диагностика аппаратных и программных средств ПУ.

Структура ПУ показана на рис. 22.2. Система состоит из серверного шкафа и выносных рабочих мест инженера и оператора УКПГ.

Комплекс серверного шкафа ПУ включает:

- системный блок сервера ПУ (ОЗУ - 1 Гб);
- системный блок АРМа оператора (ОЗУ - 512 Мб);
- источник бесперебойного питания (ИБП);
- сетевой коммутатор.



Комплекс АРМа инженера включает цветной TFT-монитор, клавиатуру, мышь и удлинительный кабель для подключения к системному блоку сервера.

Комплекс АРМа оператора телемеханики включает цветной TFT-монитор, клавиатуру, мышь и удлинительный кабель для подключения к системному блоку АРМа.

Операторский интерфейс разработан на базе SCADA-пакета Visualizer производства фирмы Vegano Inc. Программное обеспечение Visualizer функционирует на ЭВМ с установленной ОС Windows 2000.

Примеры видеок кадров АРМа оператора приведены ниже.

- Аппаратура передачи данных. В системе телемеханики кустов газовых скважин и газопровода подключения существуют следующие каналы связи:

- 4-проводные кабельные линия связи между пунктом управления и концентратором данных, а также между вышестоящей системой АСУТП и концентратором данных (протяженностью до 1 км);

- радиоканал между концентратором данных и контролируемые пунктами кустов газовых скважин.

Система телемеханики функционирует на основе опроса нижестоящих узлов (контроллеров) вышестоящим узлом.

Узлы системы, расположенные выше контроллеров КП, одновременно являются *ведущими* для подключённых к ним узлам нижестоящего уровня и *подчинёнными* для узлов вышестоящего уровня. Ведущий узел посылает подчиненным узлам сообщения о требуемых данных и периодически запрашивает у них аварийные сообщения и ответные данные.

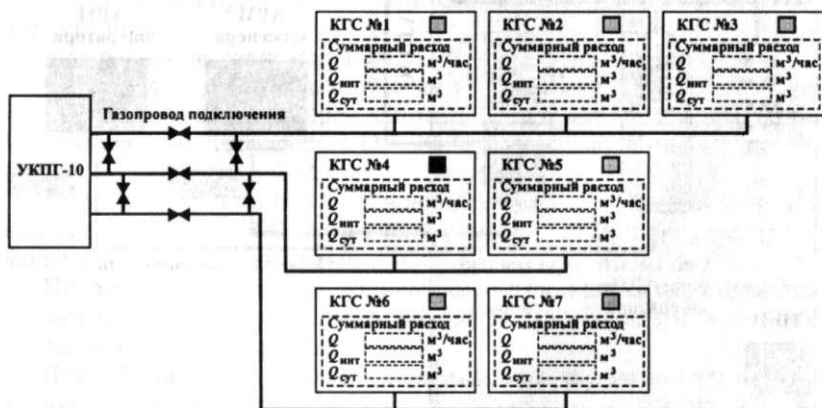
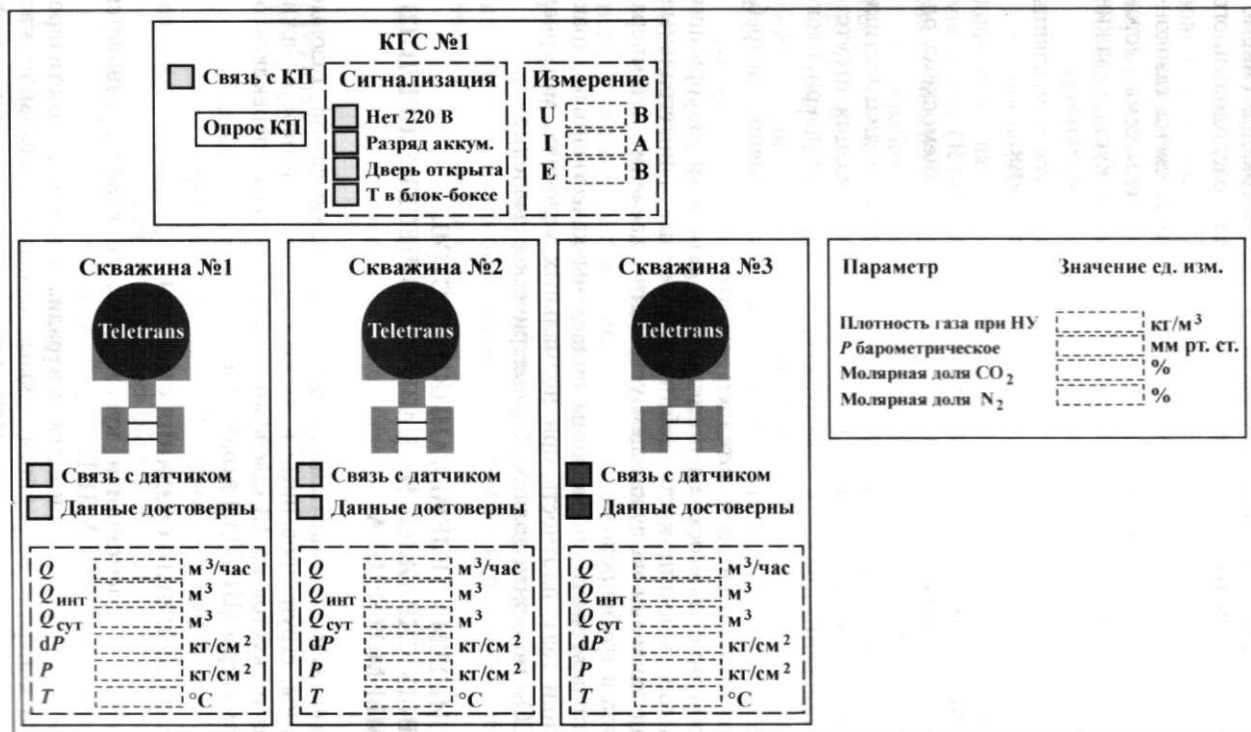


Рис. 22.3. Мнемосхема газоконденсатного месторождения



Далее в качестве примера приведены два видеокадра (мнемосхемы) АРМ оператора системы телемеханики, расположенного на УКПГ.

На первом видеокadre (рис. 22.3) изображена схема газоконденсатного месторождения, на которой представлены семь кустов скважин и газопровод подключения. По каждому кусту скважин на схеме приведена следующая информация:

- состояние связи;
- суммарный мгновенный дебит по кусту скважин;
- интегральный дебит с начала суток;
- дебит по кусту скважин за предыдущие сутки.

На втором видеокadre (рис. 22.4) развернута мнемосхема одного из кустов скважин.

В верхней части мнемосхемы выведены данные диагностики по кусту скважин: состояние связи с КП, сигнализация отсутствия напряжения, разряда аккумуляторов, открытия двери блок-бокса, низкой температуры в блок-боксе.

Приводится информация о значениях напряжения, потребляемого тока, потенциала катодной защиты.

В середине мнемосхемы представлена детальная информация по каждой скважине куста: дебиты мгновенные и интегральные, перепад давления на сужающем устройстве, давление и температура газа в трубопроводе.

В правой части мнемосхемы приведены качественные характеристики газа: плотность при нормальных условиях, молярная доля CO_2 , молярная доля N_2 , барометрическое давление.

22.2. СИСТЕМА ТЕЛЕМЕХАНИКИ КУСТОВ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА БАЗЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ФИРМЫ MOTOROLA

Объектами автоматизации комплекса являются 84 газовые скважины, сгруппированные в 31 куст по две - четыре скважины. Газ от кустов по 13 шлейфам подается в пункт переключающей арматуры (ППА) на входе УППГ.

НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

Комплекс телемеханики кустов газовых скважин является подсистемой АСУТП УППГ.

Комплекс предназначен для централизованного автоматизированного контроля за работой газовых скважин в реальном масштабе времени в условиях отсутствия внешнего сетевого электроснабжения.

Комплекс телемеханики обеспечивает:

- автоматический сбор и вычисление параметров работы газовых скважин;
- обработку и накопление данных, получаемых от расходомерных узлов (РУ) и датчиков, в дистанционных терминалах (RTU) каждого куста газовых скважин;
- автоматическое тестирование состояния работоспособности аппаратуры кустов газовых скважин;
- организацию сеансов обмена данными и командами по радиоканалу на выделенной частоте между дистанционными терминалами (RTU) каждого куста и концентратором данных (FIU) диспетчерского комплекта;
- обработку и накопление данных в концентраторе данных с последующей выдачей информации на АРМ диспетчера и в ИУС промысла;
- графическое представление системы на мониторе АРМ диспетчера для оперативного контроля и управления работой комплекса.

Целями создания комплекса являются:

- обеспечение надежной эксплуатации газовых скважин, предотвращение нештатных и аварийных ситуаций;
- увеличение объемов добычи газа, повышение производительности газовых скважин;
- обеспечение эффективной загрузки технологического оборудования УППГ;
- обеспечение эксплуатации газового промысла с минимальной численностью оперативного дежурного персонала с периодическим обслуживанием;
- сокращение эксплуатационных расходов и трудовых затрат на исследования и обслуживание газовых скважин;
- обеспечение экологической безопасности производства.

СТРУКТУРА КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

(рис. 22.5)

Комплекс телемеханики «Гиперфлоу-ТМ» включает:

- диспетчерский комплект (ДК), расположенный на УКПГ, в составе:
 - интерфейсный контроллер MOSCAD FIU (Field Interface Unit);
 - радиостанция Motorola GM340;
 - комплект антенно-фидерных устройств (АФУ);
 - АРМ диспетчера на базе ПК и ПО iFIX (SCADA);
- кустовые комплекты КК (по количеству кустов) в составе:
 - контроллер телемеханики MOSCAD-M;

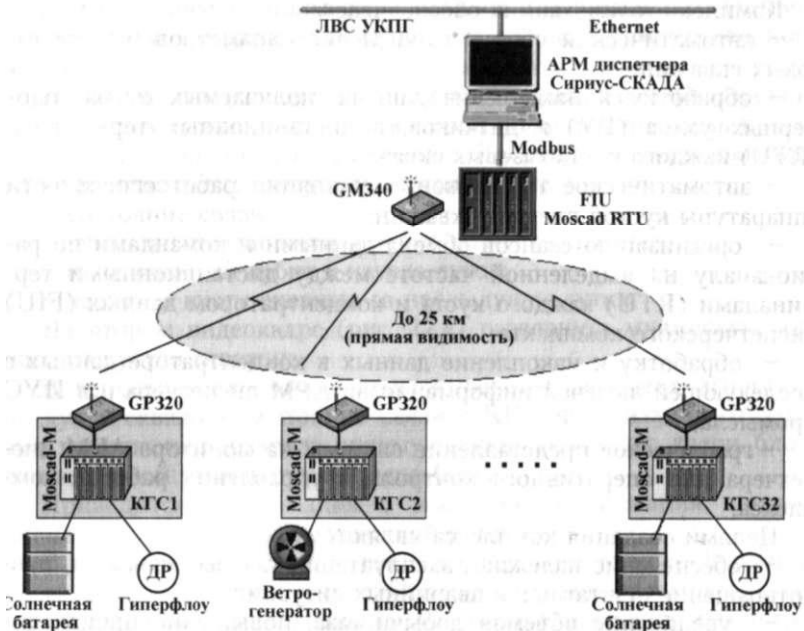


Рис. 22.5. Структура комплекса телемеханики кустов газовых скважин

- портативная радиостанция Motorola GP320;
- комплект АФУ;
- контроллер управления питанием электроники кустового комплекта;
- буферная аккумуляторная батарея ёмкостью 12 Ач;
- блок литиевых элементов ёмкостью 56 Ач;
- две солнечные панели (батареи);
- термоэлектрический генератор;
- ветрогенератор;

- расходомерные узлы «Гиперфлоу» (по количеству скважин) в составе:

- нестандартное сужающее устройство (НСУ);
- комплексный датчик с вычислителем расхода «Гиперфлоу-ЗПм»;
- защитный кожух.

• Расходомерный узел является единым измерительным комплексом, предназначенным для работы на скважинах промыслов и станций подземного хранения газа в условиях сильно загрязнённой среды и в большом динамическом диапазоне изменения расхода.

Расходомерный узел предназначен для измерения и регистрации избыточного давления, перепада давления на сужающем устройстве и температуры контролируемой среды, вычисления и регистрации расхода и количества природного газа и дистанционной передачи измеренных, вычисленных и зарегистрированных данных в цифровой форме.

При измерении расхода контролируемой среды используется метод переменного перепада давления. Нестандартное сужающее устройство (НСУ) является конструктивной основой изделия. НСУ врезается в трубопровод, а на его корпус устанавливается комплексный датчик с вычислителем расхода «Гиперфлоу-ЗПм». НСУ создает переменный перепад давления, однозначно связанный с расходом среды. Перепад давления воспринимается сенсорами датчика. В корпусе НСУ устанавливается сенсор температуры среды, также подключённый к датчику. Отсутствие импульсных трубок, подводящих давление к измерительному прибору, позволяет обходиться без активного обогрева в условиях низких температур окружающей среды.

Предельно допустимые значения измеряемых величин

Измеряемая среда.....	Природный газ
Избыточное давление измеряемой среды, МПа.....	0,25...25,0
Температура измеряемой среды, °С.....	-40...+50
Погрешность измерения расхода, °С.....	±5

- Кустовой комплект предназначен для сбора данных, полученных расходомерными узлами и датчиками, установленными на шлейфах газовых скважин, их передачи по радиоканалу в диспетчерский пункт, а также обеспечения своей работоспособности за счёт входящих в КК внешних (термоэлектрогенераторы, ветряная турбина, солнечные модули) и внутренних (аккумуляторы, литиевые элементы) источников питания в условиях отсутствия внешнего сетевого электропитания.

Основным элементом кустового комплекта является управляющий контроллер MOSCAD-M.

MOSCAD-M - контроллер телемеханики и связной пакетный контроллер производства фирмы Motorola, специально предназначенный для систем с низким энергопотреблением и автономным питанием. Он построен на базе современного микропроцессора Motorola 68VZ328 и имеет развитые средства программного управления собственным энергопотреблением и питанием подключенных к нему устройств.

- Диспетчерский комплект предназначен для приема-передачи по радиоканалу данных с кустовых комплексов, архивирования их, а также обеспечения связи с АСУТП УППГ-А и ИУС газово-

го промысла по протоколу MODBUS и интерфейсной шине RS-232.

Аппаратное обеспечение диспетчерского комплекса включает в свой состав системный блок ПЭВМ, LCD-монитор, клавиатуру, мышь, источник бесперебойного питания.

Программное обеспечение комплекса содержит:

комплект серверных и клиентских программ iFIX (SCADA);

программное обеспечение для конфигурирования и программирования контроллеров MOSCAD.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КТМ КГС

- Период сбора данных о режимах работы газовых скважин может назначаться в диапазоне от 15 мин до 120 мин с кратностью 15 мин.

- Длительность непрерывной работы комплекса в режиме с периодом опроса 60 мин не менее:

- 0,5 года - на внутренних встроенных источниках электроэнергии при отсутствии внешних автономных источников электроэнергии;

- 5 лет - при восполнении энергозапаса от внешних автономных источников электроэнергии.

- КК КТМ КГС предусматривает возможность подключения до четырёх комплектов расходомерных узлов «Гиперфлоу».

- КТМ КГС обеспечивает возможность подключения до 32 КК.

- КТМ КГС обеспечивает передачу данных от каждого КК на ДК по радиоканалу на расстояние до 25 км прямой видимости.

- Диагностика КК КТМ КГС обеспечивается с помощью диагностического комплекта. Диагностика включает проверку состояния расходомерных узлов «Гиперфлоу», внешних автономных источников электроэнергии, встроенных аккумуляторных батарей и литиевых элементов, контроллеров, включая контроль неисправности оборудования и каналов связи.

- Средний срок службы составных частей комплекса 10 лет, с учетом замены встроенных элементов питания (аккумуляторной батареи и литиевых элементов), имеющих срок службы 5 лет.

- Средняя наработка на отказ каждого канала телеметрии: для информационных функций составляет - 40 000 ч; для функций управления - 50 000 ч.

22.3. АСУТП АБСОРБЦИОННОЙ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА БАЗЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ФИРМЫ SIEMENS

ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА

Объектом автоматизации в рамках создаваемой АСУТП является газовый промысел, включающий в свой состав следующие технологически связанные промысловые объекты:

- газосборная сеть УКПГ;
- газосборная сеть (с площадкой переключающей арматуры и насосной метанола);
- установка комплексной подготовки газа УКПГ;
- дожимная компрессорная станция (с цехом очистки газа);
- газопровод подключения УКПГ к промышленному газопроводу.

Состав газа сеноманской продуктивной залежи по всей площади практически постоянен и составляет:

- CH_4 - 98,43 %;
- C_2H_6 - 0,11 %;
- C_3H_8 - 0,02 %;
- N_2 - 1,104 %;
- CO_2 - 0,33 %.

В состав газового потока также входят конденсационная (находящаяся в пласте в паровом состоянии) и пластовая (выносимая газовым потоком из пласта) вода, а также механические примеси.

Отбор пластового газа для его подготовки к транспорту на ГП обеспечивается 45 скважинами, сгруппированными в 15 кустов. Подключение кустов скважин к ГП осуществляется по индивидуальным газопроводам-шлейфам.

Эксплуатационные характеристики газовых скважин:

- отбор газа - 14,4 млрд м^3 /год;
- устьевая температура - +12...13 °С;
- средний дебит скважины - 619 тыс. м^3 /сут.

Кроме действующей газосборной сети к ГП также по индивидуальным газопроводам-шлейфам подключаются 7 кустов (24 скважины).

В ЗПА происходит снижение и выравнивание давления, переключение коллекторов на факел при продувке и на обводной коллектор при аварийной остановке УКПГ. На выходе ЗПА газ попадает в газосборный коллектор с установленной на нём дистанционно управляемой переключающей арматурой, что даёт

Таблица 22.2

Место размещения УСО	Тип сигнала			
	Аналоговые		Дискретные	
	АI	АО	DI	DO
ЗПА	36	—	128	77
Установка осушки газа	110	46	142	106
Установка регенерации ДЭГа	92	22	136	124
Цех очистки газа	70	4	67	58
Насосная метанола	14	—	40	22
ППА	17	—	44	11
Технологический корпус	—	—	30	22
Узел замера газа	5	—	12	13
АВО газа УКПГ	—	—	—	50
Итого	344	72	733	483
Вспомогательное производство	33	—	249	117
Всего по объекту	377	72	982	600
Общее количество сигналов	2031			

возможность увеличивать производительность установки осушки газа при выходе из строя какой-либо из её линий.

Дожимная компрессорная станция (ДКС-П) предназначена для поддержания постоянного давления на входе установки осушки газа для обеспечения её стабильной работы. ДКС через крановые узлы подключается к действующему коллектору сырого газа, проложенному от ЗПА к технологическому корпусу. После компримирования газ поступает по двум газопроводам на установку охлаждения и далее подается в коллектор, проложенный от ЗПА к технологическому корпусу.

Перед ДКС производится очистка газа на установке очистки газа (четыре линии по две ступени сепарации).

В состав технологического корпуса входят установка абсорбционной осушки газа (12 технологических линий - 2 помещения по 6 линий) и установка регенерации ДЭГ (2 технологические линии).

Газ последовательно проходит по каждой технологической линии промывочную колонну и абсорбер.

Ориентировочные объёмы автоматизации по УКПГ (без ДКС) приведены в табл. 22.2.

НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

АСУТП УКПГ предназначена для выполнения функций:

автоматизированного контроля и управления в реальном масштабе времени технологическими процессами добычи и подготовки газа совместно с дожимной компрессорной станцией (ДКС);

обеспечения бесперебойной подачи запланированных объёмов товарного газа требуемого качества с наименьшими эксплуатационными затратами;

обеспечения производственно-диспетчерской службы (ПДС) необходимой информацией для решения в составе ИУС ДУ задач планирования, контроля, учета, анализа и управления производственно-хозяйственной деятельностью предприятия.

Целями создания системы являются:

обеспечение требуемых режимов работы УКПГ, ДКС и объектов подключения;

обеспечение бесперебойной подачи товарного газа требуемого качества;

обеспечение эффективного использования химвеществ;

обеспечение эффективной загрузки технологического оборудования;

обеспечение локализации предаварийных и аварийных состояний и оперативного управления в нештатных ситуациях;

минимизация потерь при возникновении нештатных ситуаций;

обеспечение высокой экологической безопасности производства.

СТРУКТУРА КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ АСУТП УКПГ

Распределенная система управления АСУТП ГП включает в себя два уровня (рис. 22.6):

верхний уровень - уровень оперативно-производственной службы (ОПС ГП);

нижний уровень - уровень систем автоматического управления (САУ) технологических установок, цехов, блоков, входящих в состав промысла.

АСУТП создана на базе программно-технического комплекса SIMATIC S7-400 производства фирмы Siemens.

ВЕРХНИЙ УРОВЕНЬ - УРОВЕНЬ ОПС

На уровне оперативно-производственной службы распределенная система управления должна выполнять следующие функции:

представление оператору информации о состоянии объекта управления;

обмен информацией с нижним уровнем;

оперативное планирование работы ГП;

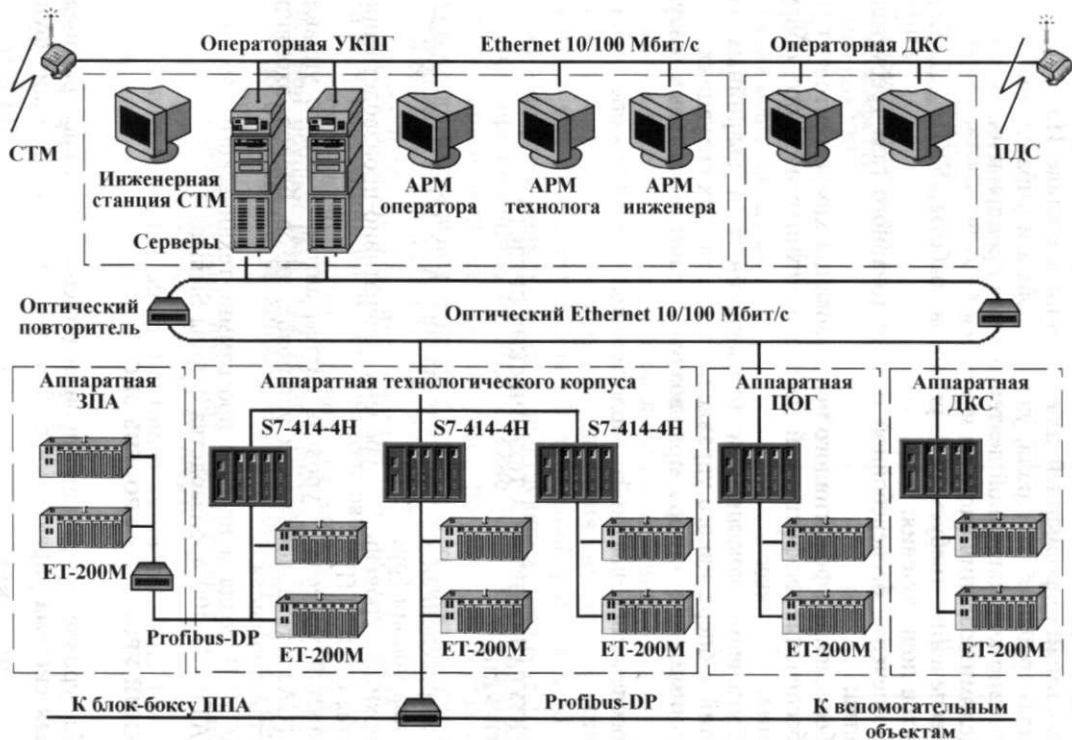


Рис. 22.6. Структурная схема АСУТП УПП

защита информации от несанкционированного доступа;
дистанционное управление;
диагностика программных и технических средств;
ведение технологической базы данных;
формирование отчётных документов;
обмен информацией с уровнем ПДС (ИУС ДУ).

Функция «Представление оператору информации о состоянии объекта управления» подразумевает отображение параметров, принимаемых с нижнего уровня системы, на видеокдрах (мнемосхемах) со звуковой и световой сигнализацией об отклонении параметров за заданные границы и сигнализацией о неисправности исполнительных механизмов.

Реализация функции «Оперативное планирование работы ГП» предполагает решение следующих задач:

распределение производительности по технологическим объектам промысла исходя из планового задания по добыче газа и ограничений по производительности скважин и технологического оборудования, с целью обеспечения оптимального функционирования промысла в целом и отдельных технологических объектов;

расчёт эффективного расхода химреагентов (метанола и гликоля) для обеспечения безгидратной работы УКПГ и получения товарного газа требуемого качества;

расчёт резервов производительности технологического оборудования на основании данных, поступающих с нижнего уровня системы.

Функция «Дистанционное управление» обеспечивает возможность оперативного вмешательства персонала в автоматическое ведение технологического процесса и предусматривает:

отключение технологического участка (линии) для проведения регламентных и ремонтных работ;

отключение отдельных датчиков (при неисправности или настройке) от участия в противоаварийных защитах;

подтверждение запуска противоаварийной защиты;

отмена запуска противоаварийной защиты (переход на «ручной» режим);

ввод уточненных технологических и аварийных границ.

Реализация функций верхнего уровня системы осуществляется с АРМов технологического персонала, оборудованных операторскими (рабочими) станциями промышленного исполнения.

В операторной УКПГ (здание технологического корпуса) размещаются следующие рабочие станции:

основной и резервный сервер;

АРМ оператора;

АРМ технолога;

АРМ инженера;
инженерная станция СТМ.

В операторной ДКС предусмотрены АРМ оператора и АРМ технолога.

Для реализации серверных функций и функций человеке-, машинного интерфейса на верхнем уровне используется SCADA-система WinCC (фирмы Siemens).

НИЖНИЙ УРОВЕНЬ - УРОВЕНЬ САУ

На нижнем уровне выполняются следующие функции:

сбор и обработка информации, поступающей от датчиков и исполнительных механизмов;

регулирование параметров технологического процесса по уставкам, заданным с верхнего уровня системы;

выдача команд на исполнительные механизмы;

определение интегральных показателей функционирования ГП;

противоаварийная защита технологических объектов;

самодиагностика с детализацией до модуля ввода/вывода.

Функция «Сбор и обработка информации» выполняется в автоматическом режиме и обеспечивает:

циклический опрос входов модулей ввода/вывода системы;

аналогово-цифровое преобразование сигналов;

первичную обработку сигналов для компенсации воздействия помех;

определение достоверности информации;

циклическую проверку на достижение технологических и аварийных границ.

Реализация функции «Регулирование параметров технологических процессов» базируется на стандартных законах регулирования с коэффициентами, задаваемыми при настройке системы.

В рамках данной функции осуществляется:

регулирование расхода газа по шлейфам ЗПА исходя из плановых объёмов добычи газа и ограничений производительности скважин;

регулирование расхода газа по технологическим линиям осушки по заданиям, рассчитанным на верхнем уровне системы;

поддержание необходимого расхода ДЭГа для подачи в абсорберы в зависимости от влажности и расхода газа на выходе из абсорберов;

поддержание необходимого расхода метанола для подачи в шлейфы ЗПА и на кусты газовых скважин в зависимости от температуры, давления и расхода газа.

Функция «Противоаварийная защита технологических объектов» осуществляется в автоматическом режиме:

циклическую проверку на выполнение условий запуска функций ПАЗ;

остановку технологического оборудования при выполнении условий срабатывания противоаварийных защит;

включение аварийной вытяжной вентиляции при достижении 10 % НКПР.

Контроллерные станции SIMATIC S7-400 и компоновочные шкафы устройств связи с объектом (станции ввода/вывода ET-200) располагаются в щитовых и аппаратных технологического корпуса и блок-боксах объектов вспомогательного производства. Выносные станции ET-200 связаны с процессорными модулями по оптоволоконным линиям связи и располагаются в аппаратных (операторных) следующих зданий:

здание переключающей арматуры;

цех осушки газа;

площадка переключающей арматуры;

аппаратная ДКС.

Локальная вычислительная сеть (ЛВС) АСУТП УКПГ построена по смешанной топологии и состоит из управляющей и технологической сетей.

Единство ЛВС АСУТП обеспечивается с помощью оптоволоконного кольца Ethernet 10/100 Мбит/с. Подключение контроллеров и серверных станций осуществляется посредством модулей OSM по радиальной топологии (управляющая сеть).

Взаимодействие контроллеров со станциями ввода/вывода ET-200 осуществляется посредством оптоволоконного кабеля по протоколу Profibus-DP со скоростью 12 Мбит/с.

Технологическая сеть построена на основе технологии Ethernet 10/100Base-T (витая пара) и используется для обмена информацией между станциями операторов, технологов, инженерной станцией СТМ, а также для приема и передачи данных на уровень ПДС с помощью маршрутизатора.

Связь систем телемеханики кустов газовых скважин с АСУТП, а также самой АСУТП с системой верхнего уровня (ПДС УГПУ) осуществляется по радиоканалу.

22.4. АСУТП УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ВАЛАНЖИНСКОЙ ЗАЛЕЖИ С НТС НА БАЗЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ФИРМЫ GE FANUC

ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

Количество добывающих скважин - 52, количество кустов - 19. Количество скважин в кусте колеблется от 2 до 5. По выкидным линиям Ду 100 мм все скважины куста подключаются к одному газосборному коллектору. Подключение кустов скважин к УКПГ осуществляется по индивидуальным газопроводам-шлейфам.

Характеристика скважин:

устьевое давление - порядка 20 МПа;

устьевая температура - около 40 °С;

средний дебит добывающих скважин - 380 тыс. м³/сут.

Расстояние от кустов скважин до УКПГ составляет от 4 до 12 км.

Начальное содержание конденсата составляет около 300 г/м³.

Так как пластовое давление газа достаточно велико, то наиболее целесообразно для подготовки газа использовать метод низкотемпературной сепарации.

УКПГ представляет собой технологически законченный объект и предназначена для сбора, обработки газа и выделения газового конденсата.

В состав УКПГ входят следующие промышленные объекты:

- Здание переключающей арматуры.
- Цех № 1 (две технологических нитки НТС).
- Цех № 2 (две технологических нитки НТС).
- Резервуарный парк конденсата.
- Насосная перекачки конденсата.
- Склад метанола.
- Насосная метанола.
- Компрессорная сжатого воздуха.
- КНС промстоков.
- Площадка факела и факельные сепараторы.
- КНС бытовых стоков.
- Дренажная ёмкость.

Общий объём автоматизации перечисленных объектов - 2389 параметров (492 AI, 119 AO, 952 DI, 826 DO).

НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

АСУТП УКПГ предназначена для автоматизированного контроля и управления в реальном масштабе времени основными и

вспомогательными технологическими процессами подготовки газа и обеспечения обслуживающего персонала необходимой информацией.

Целями создания системы являются:

- обеспечение выполнения плановых заданий по объёму добычи и качеству подготовки товарного газа с минимально необходимой численностью эксплуатационного и обслуживающего персонала;
- обеспечение надежной и безаварийной работы установки;
- повышение уровня экологической безопасности производства;
- снижение непроизводительных потерь материально-технических и топливно-энергетических ресурсов, сокращение эксплуатационных расходов;
- улучшение условий эксплуатации технологических объектов.

СТРУКТУРА КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ АСУТП УКПГ

Иерархическая структура системы управления обусловлена топологическим расположением контролируемых и управляемых технологических объектов, наличием аппаратных помещений для размещения программно-технических средств, обеспечением надежности, уменьшением затрат на кабельную продукцию и строительно-монтажные работы.

АСУТП УКПГ представляет собой систему контроля и управления технологическими процессами добычи и подготовки конденсата к транспорту с распределённой двухуровневой структурой (рис. 22.7):

- уровень операторной УКПГ (верхний уровень);
- уровень технологического объекта управления (нижний уровень).

Верхний уровень АСУТП выполняет функции оперативного контроля и управления и реализуется оперативным персоналом УКПГ.

Реализация функций верхнего уровня производится с автоматизированных рабочих мест (АРМ) персонала, размещаемых в операторной УКПГ (технологический корпус № 1).

Все АРМы объединены в локальную вычислительную сеть (ЛВС) и имеют доступ к средствам нижнего уровня системы в соответствии с правами доступа, предоставленными каждому АРМ.

Для реализации функций нижнего уровня применяются программируемые логические контроллеры (ПЛК) и модули вво-

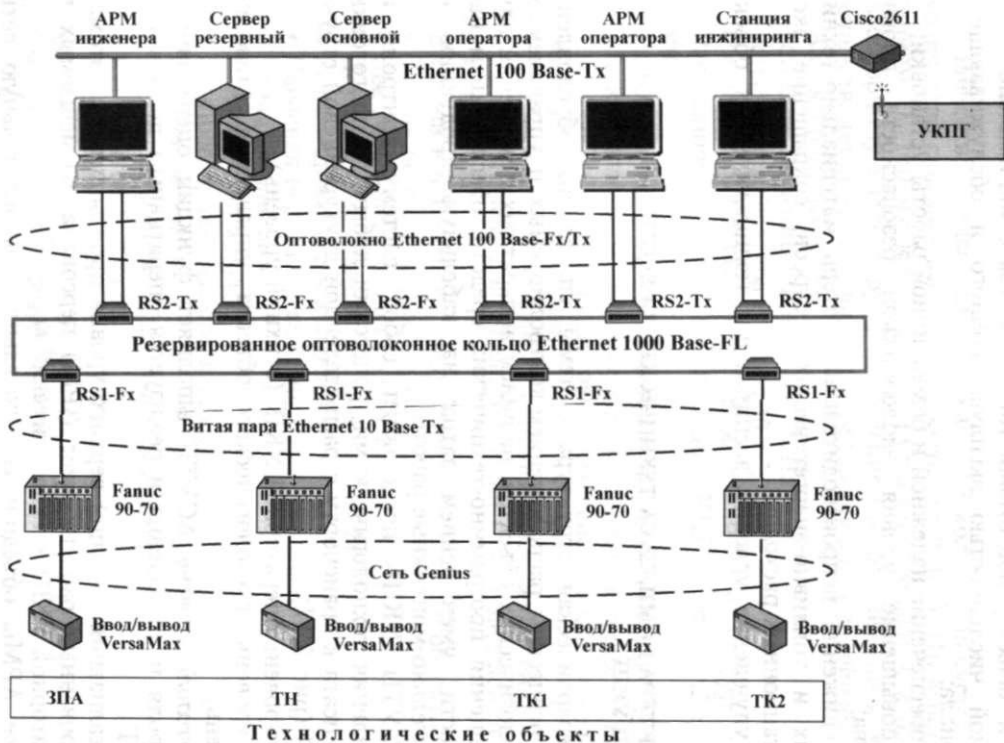


Рис. 22.7. Иерархическая структура АСУТП УКП

да/вывода, размещаемые непосредственно в аппаратных технологических объектов УКПГ.

На уровне операторной УКПГ реализуются следующие функции:

- непрерывный контроль за ходом технологических процессов и состоянием оборудования;
- выработка соответствующих уставок для систем регулирования технологических процессов;
- дистанционное управление оборудованием;
- фиксация отклонений от заданных режимов и их стабилизация;
- распознавание предаварийных ситуаций и обеспечение срабатывания аварийных защит и алгоритмов;
- контроль работоспособности КИП, всех систем автоматики и программно-технических средств и реализация мер по устранению неисправностей;
- обмен информацией с КП телемеханики кустов газовых скважин;
- архивирование технологических параметров, аварийных сообщений;
- визуализация параметров хода технологических процессов и состояния оборудования в виде мнемосхем, таблиц, графиков;
- печать отчётов.

Нижний уровень предназначен для реализации стандартных функций, свойственных локальным контроллерам:

- сбор информации;
- автоматический контроль, регулирование и управление технологическими процессами;
- сигнализация отклонений режимных параметров, в случае возникновения нештатных ситуаций и неисправностей средств систем автоматизации;

- отработка алгоритмов аварийной защиты;

- обмен информацией с верхним уровнем.

Нижний уровень АСУТП построен на базе резервированных ПЛК серии 90-70 и ввода/вывода Versa Max фирмы GE Fanuc.

В основе ПЛК 90-70 лежит резервированная корзина, в которую монтируют следующие модули: источник питания, CPU 772, модуль синхронизации процессоров и коммуникационные модули.

Система резервирования центрального процессора серии 90-70 работает синхронно с передачей всех данных управления, определяющих машинный статус, и всех внутренних данных, необходимых для обеспечения синхронной работы обоих центральных процессоров. Каждый центральный процессор способен выполнять одну и ту же программу и получать те же результаты.

Передача данных от активного процессора к резервному осуществляется на каждом цикле. Акты передачи контролируются на предмет сохранения целостности данных.

Ввод/вывод системы построен на базе VersaMax. Такое решение позволяет построить гибкую Масштабируемую систему ввода/вывода, упростить конструкцию шкафов ПТК.

Каждая станция VersaMax состоит из:

интерфейсного блока шины Genius Bus, обеспечивающего связь с контроллером;

до 8 базовых плат ввода/вывода, На каждой из которых может размещаться модуль ввода/вывода;

модулей ввода/вывода.

В системе используются модули аналогового ввода на 8 точек, аналогового вывода на 4 точки, дискретного ввода/вывода на 8 и 16 точек.

Количество станций ввода/вывода VersaMax, подключенных к одному контроллеру, определяется количеством параметров, обслуживаемых контроллером.

В АСУТП УКПГ задействовано \ контроллера 90-70:

- ПЛК № 1 обеспечивает автоматизацию параметров здания переключающей арматуры и размещен в аппаратной ЗПА;

- ПЛК № 2 обеспечивает автоматизацию параметров резервуарного парка конденсата, насосной перекачки конденсата, склада метанола, насосной метанола, факельной площадки и сепараторов и размещён в аппаратной насосной перекачки метанола;

- ПЛК № 3 обеспечивает автоматизацию параметров технологического корпуса № 1, КНС бытовых стоков, дренажной ёмкости и размещён в аппаратной технологического корпуса № 1;

- ПЛК № 4 обеспечивает автоматизацию параметров технологического корпуса № 2, компрессорной сжатого воздуха, КНС промстоков и размещён в аппаратной технологического корпуса № 2.

Количество вводов/выводов по контроллерам приведено в табл. 22.3.

Уровень операторной УКПГ представлен двумя серверами (основным и резервным) и четырьмя рабочими станциями (стан-

Таблица 22.3

Номер контроллера	AI	DI	AO	DO	Всего
№ 1	43	176	–	147	366
№ 2	118	259	10	215	602
№ 3	175	287	57	258	777
№ 4	156	230	52	206	644
Итого	492	952	119	826	2389

ция инжиниринга, две станции оператора, АРМ сменного инженера, см. рис. 22.7). Предусмотрены принтер отчетов и принтер сообщений.

Оборудование для верхнего уровня АСУ ТП размещается в операторной в ТК № 1.

Программное обеспечение, используемое на серверах и рабочих станциях верхнего уровня АСУТП, базируется на платформе ОС Microsoft Windows (Windows 2000 Server для основного и резервного серверов и Windows XP для рабочих станций).

В качестве прикладного ПО на верхнем уровне используется SCADA-система Simplicity для реализации функций человеко-машинного интерфейса, OPC-сервера (передача данных в производственно-диспетчерскую службу УГПУ), отчетов, обмена с базами данных через соответствующие стандарты. Кроме того, используется пакет VersaPro, отвечающий за конфигурирование ПЛК, обработку переменных, отладку и изменение конфигурации в реальном времени.

Станции оператора оборудованы двумя мониторами 20".

Основу организации передачи данных в АСУТП УКПГ составляет резервированное оптоволоконное кольцо, обеспечивающее скорость 1000 Мбит/с.

На верхнем уровне АСУТП в качестве системной предусмотрена сеть Ethernet (витая пара), обеспечивающая обмен 10/100 Мбит/с в зависимости от типа подключаемого к сети порта Ethernet. Рабочие станции подключаются в сеть через концентратор RS2-TX. Подключение серверов и сети верхнего уровня в резервированное оптоволоконное кольцо осуществляется через концентратор RS2-FX.

Коммутаторы серии RS (Rail Switch) обеспечивают возможность построения гибких, надёжных и недорогих сетей на базе стандарта Ethernet IEEE 802.3. Данные коммутаторы позволяют строить масштабные сети с использованием как медных, так и волоконно-оптических каналов. Основными достоинствами коммутаторов серии RS являются возможность построения сетей с использованием отказоустойчивой кольцевой топологии на базе оптоволокна, поддержка работы линий связи большой протяжённости и соединение сегментов сети с разными скоростями передачи.

На верхнем уровне АСУТП УКПГ задействован маршрутизатор Cisco2611 для последующей передачи данных в РСРД ГПУ (региональная сеть передачи данных газопромышленного управления).

На нижнем уровне подключение контроллеров САУ технологических цехов в резервированное оптоволоконное кольцо (100Base-FX) осуществляется через концентраторы RS1-Fx. Пе-

редача данных от контроллеров САУ в оптоволоконное кольцо осуществляется по витой паре со скоростью 10 Мбит/с.

Связь контроллеров и станций ввода/вывода организована посредством интерфейса GeniusBus с использованием протокола SNP (внутренний протокол для GE Fanuc). Обмен данными между станциями ввода/вывода и средствами низовой автоматики происходит по физическим линиям связи.

Для обеспечения непрерывной работы ПТК предусматриваются централизованные источники питания с горячим резервированием для оборудования аппаратных технологических корпусов № 1, № 2 и ЗПА. Источники бесперебойного питания (ИБП) для периферийных контроллеров располагаются по месту.

22.5. АСУТП АБСОРБЦИОННОЙ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ НА БАЗЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ФИРМЫ FOXBORO (INVENSYS)

ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

Сырой газ по 20 газосборным коллекторам (ГСК) поступает во входные линии ЗПА, состоящего из 2 помещений по 10 входных ниток в каждом. Арматура, установленная в ЗПА, обеспечивает подачу газа из коллекторов на установку осушки или прекращение этой подачи, продувку ГСК на горизонтальный факел, сброс газа из ГСК на свечу.

Из ЗПА газ по коллектору-гребёнке подаётся в цех осушки. Установка осушки газа, размещаемая в технологическом корпусе подготовки газа (ТКПГ), состоит из восьми рабочих и двух резервных ниток номинальной производительностью 10 млн м³/сут каждая.

ТКПГ состоит из двух помещений. Количество технологических линий в каждом помещении - 5 (4 раб. + 1 рез.).

Установка регенерации гликоля состоит из четырех (2 рабочих + 2 резервных) технологических линий максимальной производительностью по насыщенному гликолю 17,5 м³/ч, размещенных в двух помещениях по 1 раб. + 1 рез. линии в каждом.

Каждая технологическая линия осушки газа содержит в своем составе:

- блок газосепаратора с промывочной секцией;
- блок абсорбера.

На выходе каждой технологической линии осуществляется контроль качества процесса осушки газа. С этой целью исполь-

Таблица 22.4

Объекты	Тип сигнала			
	Аналоговые		Дискретные	
	АI	АО	DI	DO
Основное производство	345	79	1309	1202
Экстренный останов	—	—	70	87
Вспомогательное производство	109	3	462	319
Энергоснабжение	15	—	97	82
Пожаротушение	222	—	1294	365
Телемеханика	522	—	78	39
Всего по объектам	1213	82	3310	2094
Итого			6699	

зуются анализаторы точки росы Конг-Прима-4 (производитель - НПФ «ВЫМПЕЛ»).

Осушенный газ из технологического корпуса подготовки газа по двум коллекторам направляется на АВО или СОГ и далее на газоизмерительную станцию. После ГИС газ направляется через отключающие охранные краны в магистральный газопровод.

Объём автоматизации объектов промысла представлен в табл. 22.4.

СТРУКТУРА АСУТП УКПГ

АСУТП УКПГ сеноманской залежи представляет собой многоуровневую децентрализованную распределенную систему управляющего типа.

АСУТП УКПГ имеет в своем составе:

распределенную (децентрализованную) систему управления технологическими объектами основного и вспомогательного производства (PCY);

подсистему пожарной автоматики (СПА);

подсистему телемеханики (СТМ);

подсистему экстренного останова (СЭО);

подсистему энергоснабжения (АСУ ЭС).

Вышестоящей системой для АСУТП УКПГ является информационно-управляющая система диспетчерского управления (ИУС ДУ), которая включает в себя два уровня:

уровень предприятия (ЦДП);

уровень диспетчерской службы (ПДС).

Распределенная система управления является ядром АСУТП и реализована на базе программно-технического комплекса I/A Series производства компании «Invensys Foxboro* (рис. 22.8).

PCY включает в себя два взаимосвязанных между собой уровня:

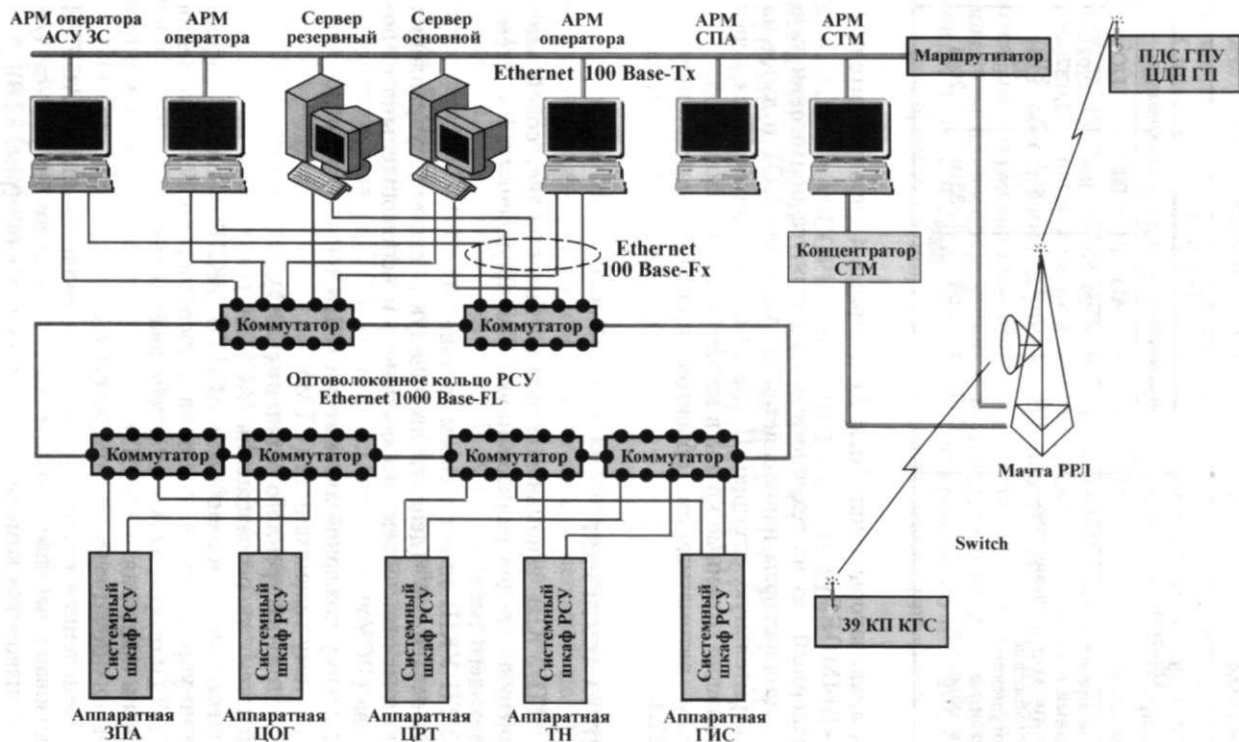


Рис. 22.8. Архитектура АСУ ТП УКЩ

верхний уровень - уровень оперативно-производственной службы (ОПС);

нижний уровень - уровень систем автоматического управления (САУ) технологических установок и цехов, входящих в состав УКПГ.

Не останавливаясь на функциях уровней управления (они аналогичны функциям рассмотренных ранее АСУТП), предлагается более подробно остановиться на рассмотрении программно-аппаратных средств системы управления и их взаимодействии.

Реализация функций верхнего уровня системы осуществляется с АРМов технологического персонала, оборудованных операторскими (рабочими) станциями.

В операторной размещаются следующие рабочие станции:

основной сервер РСУ;

резервный сервер РСУ;

две станции оператора РСУ;

инженерная станция СПА (система противопожарной автоматики);

станция оператора АСУ ЭС;

инженерная станция СТМ (система телемеханики).

В качестве средств представления информации используются основной и резервный серверы и АРМы операторов.

Технические характеристики серверов и АРМов операторов РСУ идентичны:

процессор Pentium IV; 2,4 ГГц;

ОЗУ 512 Мб;

жёсткий диск 36 Гб.

Серверы РСУ оснащены двухэкранными мониторами, остальные рабочие станции - одноэкранными.

Интерфейс пользователей (операторов, инженеров) с системой обеспечивается с помощью пакета программ FoxView, являющегося неотъемлемой частью системы I/A Series (интегрированная система). Выбор среды в пакете FoxView обеспечивает соответствующий интерфейс (оператор, инженер, администратор) в зависимости от прав доступа персонала.

Нижний уровень системы управления строится по территориально-технологическому принципу и включает в свой состав технические средства контроля и управления (процессорные модули, модули ввода/вывода, коммуникационные модули, оборудование электропитания).

Для оптимизации процесса сбора, обработки, хранения и передачи информации о состоянии УКПГ, а также для снижения затрат на кабельную продукцию АСУТП разбивается на отдельные сегменты, каждый из которых осуществляет контроль и управление отдельными технологическими участками УКПГ. В

соответствии с этим оборудование нижнего уровня системы управления размещается в аппаратных помещениях соответствующих зданий:

- аппаратная ЗПА;
- аппаратная ЦОГ;
- аппаратная ЦРТ;
- аппаратная технологической насосной;
- аппаратная ГИС;
- СЭБ (служебно-эксплуатационный блок).

Технические средства нижнего уровня монтируются в системных шкафах. Информация, собранная по каждому участку УКПГ передается в здание СЭБ, где располагается основной пункт контроля и управления технологическим процессом (операторная УКПГ).

Технические средства объектов вспомогательного производства устанавливаются непосредственно на объектах вспомогательного производства и подключаются к системным шкафам тех зданий, которые находятся на минимальном расстоянии от вспомогательного объекта.

Модули ввода/вывода обеспечивают необходимые преобразования аналоговых и дискретных сигналов, сигналов от интеллектуальных датчиков и производят обмен данными с управляющими процессорами FCP270.

Управляющий процессор FCP270 представляет собой программируемый контроллер, который предназначен для построения надежных распределенных систем автоматического управления технологическими процессами. FCP270 способен поддерживать до 30 модулей ввода/вывода (FVM) 200 серии, имеет порты для подключения к управляющей сети Ethernet 100 Мбит/с через обычный волоконно-оптический кабель, а также имеет возможность построения резервированных систем.

Резервированный управляющий процессор состоит из двух модулей FCP270, устанавливаемых в соседних отсеках базовой платы, которая обеспечивает высокоскоростную связь между ними. Оба модуля получают и обрабатывают информацию одновременно, производят самодиагностику и обнаружение ошибок. Обнаружение отказов работы управляющих процессоров производится за счёт сравнения передаваемых сообщений на внешних интерфейсах модулей. Сообщения передаются в управляющую сеть только в том случае, если оба контроллера пытаются передать одинаковые данные. При обнаружении сбоя оба управляющих процессора запускают процедуру самодиагностики, с помощью которой определяется неисправный модуль.

Резервированные модули FCP270 (рис. 22.9) соединяются парой волоконно-оптических разветвителей/объединителей, кото-

Рис. 22.9. Схема резервированного модуля FCP-270

рые подключаются к коммутаторам Ethernet, образующим резервированную сеть управления. Разветвители/объединители обеспечивают отдельные волоконно-оптические каналы передачи и приёма данных для каждого управляющего процессора от основного и резервного коммутаторов Ethernet. Оптоволоконный кабель подключается так, что разветвитель/объединитель передает входящий трафик от коммутатора обоим модулям, а выходящий - от основного модуля обоим коммутаторам. Пара разветвителей/объединителей устанавливаются в блоке, который закрепляется на базовой плате рядом с управляющими процессорами.

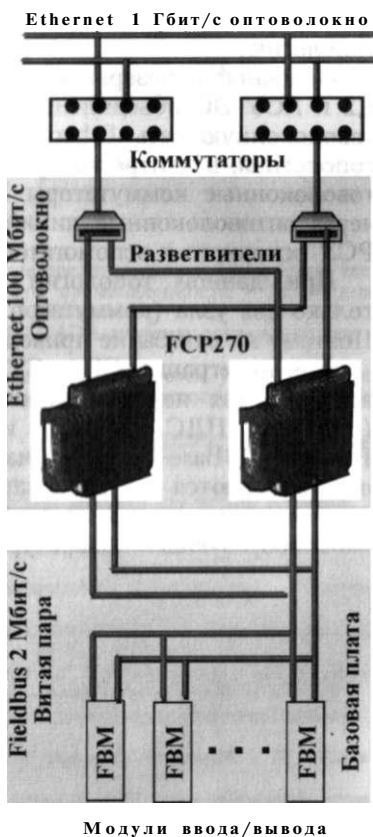
Управляющие процессоры FCP270 производят сбор данных, регулирование и логическое управление, обнаружение и сигнализацию аварийных сообщений в соответствии с прикладной программой, записанной в контроллеры. Программы реализуются в виде функциональных блоков и создаются разработчиками САУ по заданным алгоритмам.

Системы управления вспомогательным производством строятся на базе контроллеров GE Fanuc. Эти системы интегрируются в PCSU основного производства при помощи коммуникационных модулей FBM230 по протоколу Modbus. Эти модули также устанавливаются на базовые платы.

Локальная вычислительная сеть (ЛВС) АСУТП УКПГ состоит из двух сетей, построенных на технологии Ethernet:

- управляющей сети;
- технологической сети.

Сетевая архитектура АСУТП УКПГ, в которой можно выде-



Модули ввода/вывода

лить управляющую и технологическую сеть, имеет смешанную топологию,

Основной и резервный серверы, а также станции операторов 1,2 и АСУ ЭС объединены в управляющую вычислительную оптоволоконную сеть Ethernet 100Base-FX с радиально-кольцевой топологией, в центре которой расположены резервированные оптоволоконные коммутаторы Ethernet. К этим же коммутаторам через оптоволоконные линии связи подключаются контроллеры РСУ основного и вспомогательного производства.

При данной топологии к каждому кабелю подключаются только два узла (коммутатор + процессор или рабочая станция). Поэтому их отказы не приводят к отказу всей АСУТП.

Для интеграции СПА, СТМ в РСУ основным производством, а также для передачи данных на вышестоящие уровни ЦДП (УГП) и ПДС (УГПУ) используется технологическая сеть Ethernet 10Base-T. Передача данных на уровни ЦДП и ПДС осуществляются по радиоканалу. Для этого к технологической сети верхнего уровня подключается маршрутизатор, связанный с каналобразующей аппаратурой.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Андреев Е.Б., Попадько В.Е.* Технические средства систем управления технологическими процессами нефтяной и газовой промышленности. - М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. - 2004. - 269 с.
2. *Андреев Е.Б., Куцевич НА, Силенко О.В.* SCADA-системы: взгляд изнутри. - М.: Изд-во РТСофт. - 2004. - 176 с.
3. *Андреев Е.Б., Попадько В.Е.* Программные средства систем управления технологическими процессами нефтяной и газовой промышленности. - М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. - 2005. - 266 с.
4. *Андреев Е.Б., Мезенцева С.Л., Пелипец С.В.* Проектирование систем управления в SCADA-пакете InTouch. Компьютерный практикум. - М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. - 2008. - 85 с.
5. *Душин В.К.* Теоретические основы информационных процессов и систем. - М.: Изд-во Дашков и К. - 2003. - 347 с.
6. *Информационные технологии в радиотелекоммуникационных системах.* - М.: 2004. - 766 с.
7. *Кохановский ВА.* Организация и планирование эксперимента. - Ростов-на-Дону: 2003. - 733 с.
8. *Крекрафт Д., Джерджили С.* Аналоговая электроника. Схемы, системы, обработка сигналов. - М.: Изд-во Техносфера. - 2005. - 358 с.
9. *Крухмалев В.В., Гордиенко ВН., Моченов АД.* Основы построения телекоммуникационных систем и сетей. - М.: Изд-во Горячая линия Телеком. - 2004.
10. *Лозинский Л Д.* Теория автоматического управления. Учебное пособие. - М.: Компания Спутник. - 2007.
11. *Раннеев А.Г., Тарасенко АЛ.* Методы и средства измерений. - М.: Изд-во Академия. - 2006.
12. *Теоретические основы испытаний и экспериментальная обработка сложных технических систем.* - М.: Изд-во Логос. - 2003. - 733 с.

Е. Б. Андреев
А. И. Ключников
А. В. Кротов
В. Е. Попадько
И. Я. Шарова

ПОСОБИЕ
автоматизация
технологических
процессов
добычи
и подготовки
нефти и газа



РГУ нефти и газа
имени И. М. Губкина