

Горев С.М.

**АВТОМАТИЗАЦИЯ
ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Курс лекций

Часть 1



Петропавловск-Камчатский
2003

Управление образования администрации Камчатской области

Камчатский государственный политехнический техникум

**АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ
ПРОЦЕССОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Курс лекций

Часть 1

Петропавловск-Камчатский

2003

УДК 622. 32

ББК 33. 36

Г68

В авторской редакции

Рецензент:

В.А. Скиба,

инженер-энергетик ОАО «Камчатгазпром»

Горев С.М.

Г68 Автоматизация производственных процессов нефтяной и газовой промышленности. Курс лекций. Ч. 1. – Петропавловск-Камчатский: КамчатГТУ, 2003. – 121 с.

Учебно-методическое пособие написано в соответствии с государственными требованиями к минимуму содержания и уровню подготовки выпускников по специальности 0906 “Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений“ и может быть использовано студентами очной и заочной форм обучения.

В курсе лекций изложены основные современные тенденции развития и создания автоматизированных систем управления технологическими процессами и государственной системы промышленных приборов и средств автоматизации, связанные с использованием новейших достижений в области электронной техники и технологии, приборостроения, микропроцессорных систем и микроЭВМ, а также других перспективных направлений.

Обсуждено и одобрено на заседании предметной (цикловой) комиссии промышленных дисциплин (протокол № 5 от 25 января 2003 г.).

УДК 622. 32
ББК 33. 36

2003

© КамчатГПТ,

© Горев С.М.,

2003

Содержание

Введение	6
Раздел 1. Технические средства автоматизации	9
Глава 1. Средства измерений и их характеристики	9
1.1. Основные элементы средств измерений	9
1.2. Погрешности средств измерений	9
Глава 2. Государственная система промышленных приборов и средств автоматизации (ГСП)	10
Глава 3. Технические средства для измерения параметров	12
3.1. Измерительные преобразователи и приборы для измерения параметров состояния сред	12
3.1.1. Измерение температуры	12
3.1.2. Измерение давления	20

3.1.3. Измерение расхода и массы веществ	23
3.1.4. Измерение уровня	26
3.2. Измерительные преобразователи и приборы для измерения состава и свойств сред	27
3.2.1. Измерение плотности жидкостей	28
3.2.2. Измерение вязкости жидкостей	31
3.2.3. Измерение содержания веществ, растворенных в жидкостях	32
3.3. Специальные методы измерения и контроля	34
3.3.1. Измерение влажности газов, твердых и сыпучих материалов	34
3.3.2. Измерение состава газов	35
3.3.3. Измерение состава газов и жидкостей методом хроматографии	37
Глава 4. Технические средства для построения систем автоматического регулирования и управления	39
4.1. Автоматические регуляторы, исполнительные механизмы и регулирующие органы	39
4.1.1. Автоматические регуляторы	39
4.1.2. Исполнительные механизмы	40
4.1.3. Регулирующие органы	42
4.2. Агрегатные комплексы и системы	

технических средств автоматизации ГСП	43
4.3. Микропроцессорные технические средства	44
Глава 5. Глубинные приборы	46
5.1. Глубинные манометры	46
5.2. Глубинные манометрические термометры	50
5.3. Устройства для измерения расхода (дебита) природного газа	52
Раздел 2. Разработка систем автоматизации производственных процессов	54
Глава 6. Автоматические системы регулирования	54
6.1. Структура автоматических систем регулирования, их классификация и требования, предъявляемые к ним	54
6.2. Автоматические регуляторы и их характеристики	59
Глава 7. Проектирование систем автоматизации производственных процессов	63
7.1. Анализ технологического процесса как объекта управления	63
7.2. Схемы автоматизации технологических процессов ..	66
7.3. Принципиальные электрические и пневматические схемы	71
7.4. Щиты и пульты	74
Глава 8. Автоматизированные системы	

управления технологическими процессами	77
8.1 Назначение и цели создания автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП)	77
8.2. Функциональные структуры АСУ ТП	79
8.3. Виды обеспечения АСУ ТП	81
Глава 9. Автоматизация технологических процессов подготовки, транспорта нефти и газа	85
9.1. Автоматизированная система управления технологическими процессами подготовки и транспорта нефти и газа	85
9.2. Комплекс технических средств	92
9.2.1. Технические средства локальной автоматики	92
Преобразователь измерительный «Сапфир – 22»	92
Блок преобразования сигналов	93
Термопреобразователь сопротивления ТСМУ 9418	95
Сигнализатор уровня СУР – 2	97
Датчик уровня ультразвуковой ДУУ1 – 09	97
Счетчик нефти турбинный «МИГ»	98
Влагомер «Байкал-2»	100
9.2.2. Технические средства обработки информации и управления технологическим процессом	101

Автоматизация установки сепарации нефти и газа нефтяного промысла на базе контроллеров ADAM-500 103	101
Контроллер промышленный комбинированный ГАММА-4М	117
Литература	121

Введение

Автоматика – это отрасль науки и техники, охватывающая теорию и принципы построения средств и систем управления производственными процессами. Автоматика – является основой автоматизации. Слово «автоматика» – греческого происхождения и означает «самодействие».

Автоматизацией называют этап развития машинного производства, характеризуемый освобождением человека от непосредственного выполнения функций управления производственными процессами и передачей этих функций техническим устройствам.

Под *управлением производственным процессом* понимают такое воздействие на него, которое обеспечивает оптимальный или заданный режим работы. Управляемый производственный процесс называют *объектом управления*. Совокупность технических устройств, используемых для управления, и производственного персонала, принимающего в нем непосредственное участие, образует совместно с объектом управления *систему управления*.

Процесс управления складывается из следующих основных функций, выполняемых системой управления:

1. Получение измерительной информации о состоянии производственного процесса как объекта управления.
2. Переработка полученной информации и принятие решения о необходимом воздействии на объект для достижения целей управления.
3. Реализация принятого решения, т. е. непосредственное воздействие на производственный процесс.

Технические устройства, которые применяются в системах управления для автоматизации этих функций, называются *техническими средствами автоматизации*. Средства, предназначенные для получения информации о состоянии объекта управления, называются *средствами измерений*.

В нефтегазовой промышленности чаще всего приходится измерять значения следующих технологических параметров: давления, температуры, уровня, расхода.

В зависимости от степени участия человека – оператора в управлении различают следующие системы:

1. Ручного дистанционного управления, в которых функции переработки измерительной информации, определения необходимых управляющих воздействий и их реализации (с помощью средств дистанционного управления) выполняет человек.

2. Автоматизированные, в которых человек выполняет только часть функций системы управления.

3. Автоматические, в которых процесс управления протекает без непосредственного участия человека.

Среди автоматических систем наиболее распространены *автоматические системы регулирования*, которые предназначены для поддержания заданных значений технологических параметров, характеризующих состояние производственного процесса как объекта регулирования. С появлением новых технических средств автоматизации в виде управляющих вычислительных машин в практику автоматизации производственных процессов вошел принципиально новый тип систем управления – *автоматизированные системы управления технологическими процессами* (АСУ ТП).

Под автоматизацией производственных процессов нефтяных и газовых промыслов следует понимать применение приборов, приспособлений и машин, обеспечивающих бурение, добычу, промысловый сбор, подготовку и передачу нефти и газа с промысла потребителю без непосредственного участия человека, лишь под его контролем. Автоматизация производственных процессов является высшей формой развития техники добычи нефти и газа, предусматривающая применение передовой технологии, высокопроизводительного и надежного оборудования.

Первые попытки автоматизации нефтяных промыслов относятся к 1951 – 1952 гг., когда на нефтяных промыслах Орджоникидзенефти (Азербайджанская ССР) была смонтирована система автоматизации и диспетчеризации нефтяных скважин. Однако из-за несовершенства автоматики, сложности аппаратуры дистанционного контроля и управления,

а также малой надежности линий связи, испытание системы не дало положительных результатов.

В 1968 г. были утверждены основные положения по обустройству и автоматизации нефтедобывающих предприятий, определены сроки разработки и изготовления новых средств автоматики и автоматизированного блочного технологического оборудования, утвержден план комплексной автоматизации новых и уже действующих нефтедобывающих предприятий. При этом в качестве базовой была принята однотрубная технология сбора нефти и газа.

Внедрение автоматизированных систем управления (АСУ) технологическими процессами бурения скважин, добычи, подготовки и переработки нефти и газа обеспечивает повышение оперативности управления системой нефтегазового снабжения и объектами нефтяной и газовой промышленности, улучшение качества продукции, значительное повышение производительности труда.

Современные нефтегазодобывающие предприятия представляют собой сложные комплексы технологических объектов, рассредоточенных на больших площадях, размеры которых достигают десятков и сотен квадратных километров. Технологические объекты (скважины, групповые измерительные установки, сепарационные установки, сборные пункты, установки комплексной подготовки нефти и газа, резервуарные парки) связаны между собой через продуктивный пласт и поток продукции, циркулирующей по технологическим коммуникациям. Добыча нефти и газа производится круглосуточно, в любую погоду, поэтому для нормального функционирования нефтегазодобывающего предприятия необходимо обеспечить надежную работу автоматизированного оборудования, дистанционный контроль за работой технологических объектов и их состоянием.

Неотъемлемой частью любой автоматизированной системы управления технологическим процессом являются устройства связи с объектом (УСО), назначение которых заключается в сопряжении датчиковой аппаратуры, исполнительных механизмов контролируемого объекта и технологического процесса с вычислительными средствами системы.

В данном курсе лекций произведен краткий обзор технических средств, которые предназначены для построения нижнего уровня АСУ ТП, в том числе территориально распределенных.

Раздел 1. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ

ГЛАВА 1. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ

1.1. Основные элементы средств измерений

Измерение, т. е. нахождение значения физической величины опытным путем, осуществляется с помощью специальных устройств – средств измерений. Основными видами средств измерений являются измерительные преобразователи и измерительные приборы.

Измерительные преобразователи (датчики) предназначены для получения сигнала измерительной информации, удобной для передачи, обработки и хранения, но не поддающейся непосредственному восприятию наблюдателем.

Измерительные приборы предназначены для получения сигнала измерительной информации в форме, доступной для непосредственного восприятия наблюдателем.

1.2. Погрешности средств измерений

Средства измерений могут быть с успехом использованы лишь только тогда, когда известны их метрологические свойства. Основным метрологическим свойством является погрешность.

Разность между показаниями прибора и истинным значением измеряемой величины называется *абсолютной погрешностью*.

Отношение абсолютной погрешности измерительного прибора к истинному значению измеряемой им величины – называется *относительной погрешностью*.

Основной погрешностью называется погрешность средств измерений, используемых в нормальных условиях, определяемых ГОСТами или другими техническими условиями на средства измерений.

Дополнительной погрешностью называется погрешность средства измерений, вызываемая воздействием на него условий при отклонении их действительных значений от нормальных.

Класс точности средств измерений, являющийся их обобщенной метрологической характеристикой, определяется пределами допускаемых основной и дополнительной погрешностей. Конкретные классы точности устанавливаются в стандартах на отдельные виды средств измерений. Чем меньше число, обозначающее класс точности, тем меньше пределы допускаемых погрешностей.

Статической характеристикой средства измерений называется функциональная зависимость между выходной и входной величинами в установившихся режимах работы, т. е.

$$x_{\text{вых}} = f(x_{\text{вх}}).$$

Динамической характеристикой средства измерений и их элементов называется функциональная зависимость между их выходной и входной величинами в динамических условиях преобразования, т. е. в переходных режимах, когда статические зависимости нарушаются в силу присущих всем средствам измерений инерционных свойств разного рода и вида (инерция движущихся масс, частей, теплопроводность и т. п.).

ГЛАВА 2. ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРИБОРОВ И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ (ГСП)

Государственная система промышленных приборов используется в целях наиболее экономически целесообразного решения проблемы обеспечения техническими средствами автоматических систем контроля, регулирования и управления

технологическими процессами для разных отраслей народного хозяйства, в том числе нефтегазодобывающей промышленности.

По роду энергии используемой для питания устройств и форм сигнала ГСП подразделяются:

1. Электрические
2. Пневматические
3. Гидравлические
4. Работающие без источников вспомогательной энергии.

Унификация сигналов измерительной информации (определяемая соответствующими стандартами) обеспечивает передачу и обмен информацией, дистанционную связь между устройствами управления, передачу результатов измерений от средств получения информации к устройствам контроля и управления, а также управляющих сигналов к исполнительным механизмам в автоматических системах любой сложности.

Из электрических сигналов наибольшее распространение получили унифицированные сигналы постоянного тока и напряжения (0–5 мА; 0–20 мА, 0–10 мВ; –10...0...+10 В и др.). Пневматические сигналы связи (0,02–0,1 МПа) нашли достаточно широкое применение в тех производствах, где отсутствуют повышенные требования к инерционности автоматизируемых процессов и где необходимо учитывать пожаро- и взрывоопасность производств. Гидравлические сигналы характеризуются давлением рабочей жидкости 0,2–0,8 МПа.

К первой группе приборов и устройств ГСП относятся первичные измерительные преобразователи (датчики), измерительные приборы и устройства, которые вместе с нормирующими устройствами, формирующими унифицированный сигнал, образуют группу устройств получения измерительной информации. В связи с большим разнообразием контролируемых и измеряемых параметров, а также огромным количеством конструктивных исполнений измерительных устройств номенклатура средств этой группы является самой многочисленной.

Во вторую группу входят различные преобразователи сигналов и кодов, коммутаторы измерительных цепей, шифраторы и дешифраторы, согласовательные устройства, а

также устройства дистанционной передачи, телеизмерения, телесигнализации и телеуправления.

В третью группу устройств, называемую центральной частью ГСП, входят технические средства, предназначенные для формальной и содержательной обработки измерительной информации и формирования управляющих воздействий: анализаторы сигналов, функциональные и операционные преобразователи, логические устройства, запоминающие устройства, автоматические регуляторы, датчики всех типов, а также управляющие вычислительные машины и устройства, в том числе микропроцессоры, микро- и миниЭВМ и др. В функциональном отношении эта группа устройств является самой сложной, поскольку они реализуют все алгоритмы автоматического регулирования и управления: от простейших задач стабилизации до автоматизации управления предприятиями или даже целыми отраслями.

Устройства четвертой группы (исполнительные устройства) – это электрические, пневматические, гидравлические или комбинированные исполнительные механизмы, усилители мощности, позиционеры и некоторые вспомогательные устройства к ним, а также различные регулирующие органы, которые могут в ряде случаев являться составной частью основного технологического оборудования.

Дальнейшим развитием системы ГСП являются агрегатные комплексы (АК), создаваемые на основе технических средств, входящих в отдельные функциональные группы ГСП, и предназначенные для самостоятельного применения в соответствии с их спецификой.

ГЛАВА 3. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ

3.1. Измерительные преобразователи и приборы для измерения параметров состояния сред

Измерительные преобразователи и приборы этой группы предназначены для получения измерительной информации о таких физических величинах, как температура, давление,

расход, уровень и др., которые характеризуют состояние разных технологических сред (твердых, жидких, газообразных), а, также машин и агрегатов и их отдельных элементов, деталей и узлов.

Измерение указанных параметров и представление информации об их значениях и изменениях являются абсолютно необходимыми на всех стадиях протекания любых технологических процессов. Ни один технологический процесс не может управляться ни вручную, ни автоматически без получения такой информации с помощью соответствующих технических средств измерений, основанных на использовании различных методов измерений и способов получения результатов измерений.

3.1.1. Измерение температуры

Температура является одним из важнейших параметров, характеризующих многие процессы технологии добычи нефти и газа. Для измерения температуры применяется большое количество средств измерения, называемых термометрами.

Термометры расширения. Действие термометров расширения основано на использовании зависимости удельного объема вещества от температуры измеряемой среды, в которую оно помещено.

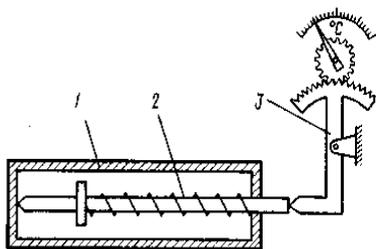


Рис. 3.1. Стержневой дилатометрический термометр

Жидкостные термометры. Измерение температуры жидкостными термометрами расширения основано на различии коэффициентов

объемного расширения материала оболочки термометра и жидкости, заключенной в ней. Оболочка термометров изготавливается из специальных термометрических сортов стекла с малым коэффициентом расширения. Пределы измерения стеклянных термометров от -200 до $+750$ °С.

Дилатометрические термометры. Принцип действия стержневого дилатометрического термометра (рис. 3.1) основан на использовании разности удлинений трубки 1 и стержня 2 при нагревании вследствие различия коэффициентов их линейного расширения. Движение стержня передается стрелке прибора с помощью механической передачи 3.

Биметаллические термометры. Чувствительный элемент термометра (рис. 3.2) выполнен в виде спиральной или плоской пружины, состоящей из двух пластин из разных металлов,

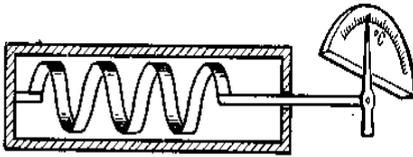


Рис. 3.2. Биметаллический термометр

сваренных по всей длине. Внутренняя пластина имеет больший коэффициент линейного расширения, чем внешняя, поэтому при нагревании такая пружина раскручивается, а стрелка перемещается. Дилатометрическими и биметаллическими термометрами измеряется температура в пределах от -150 до $+700$ °С (погрешность 1–2,5 %).

Манометрические термометры. Принцип действия этих термометров основан на использовании зависимости давления рабочего вещества при постоянном объеме от температуры. В зависимости от заполнителя (рабочего вещества) эти термометры подразделяются на газовые, жидкостные и конденсационные. Устройство всех типов манометрических термометров аналогично.

Прибор (рис. 3.3) состоит из термобаллона 1, капиллярной трубки защищенной металлическим рукавом 7, и манометрической части, заключенной в специальный корпус 5. Вся внутренняя система прибора заполняется рабочим веществом. При нагревании термобаллона увеличивается объем жидкости или повышается давление рабочего вещества внутри замкнутой термосистемы. Эти изменения воспринимаются манометрической трубкой 3, которая через передаточный механизм, состоящий из тяги 4 и сектора 2, воздействует через зубчатое колесо на стрелку прибора. Диапазон измерения

температуры с помощью манометрических термометров от -120 до $+600$ °С.

Термоэлектрические термометры. Данные измерительные устройства состоят из термоэлектрического преобразователя температуры (ТПТ – термопары), электроизмерительного прибора и соединительных проводов.

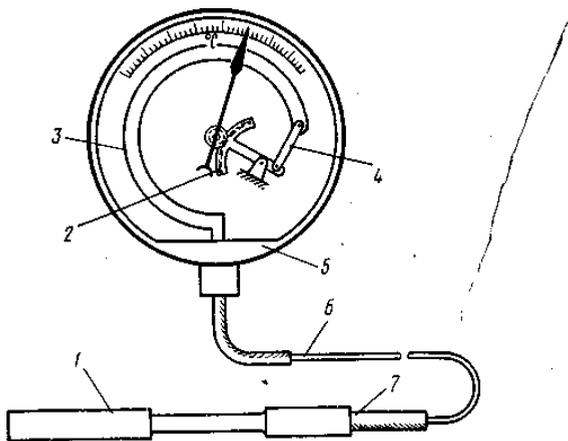


Рис. 3.3. Манометрический термометр

В основу измерения температуры термоэлектрическими преобразователями температуры (ТПТ) положен термоэлектрический эффект, который заключается в том, что в замкнутой цепи, состоящей из двух или нескольких разнородных проводников, возникает электрический ток, если места соединения (спая) нагреты до разной температуры. Цепь, состоящая из двух разнородных проводников, образующих ТПТ (рис. 3.4), состоит из

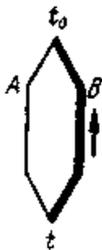


Рис. 3.4. Термопара

термоэлектродов А и В, места соединения которых – спая – имеют разную температуру. При нагревании рабочего спая t возникает термоэлектродвижущая сила (термоЭДС), которая является функцией двух переменных величин: t и t_0 –

температуры свободного спая. Чувствительные электроизмерительные приборы, работающие в комплекте с ТПТ, градуируются как правило при температуре свободного спая t_0 , равной $0\text{ }^{\circ}\text{C}$.

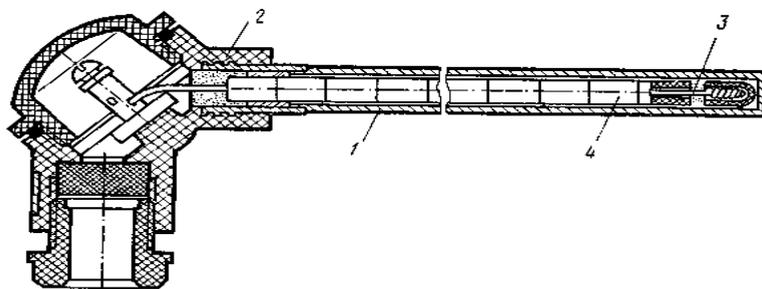


Рис. 3.5. Защитная арматура термоэлектрического преобразователя температуры

Для защиты от механических повреждений и воздействия измеряемой среды электроды ТПТ помещают в специальную арматуру (рис. 3.5), которая представляет собой защитную гильзу 1 с головкой 2, служащей для присоединения термоэлектродов 3 и проводов, соединяющих их с электроизмерительным прибором. Электроды термоэлектрических преобразователей должны быть хорошо изолированы во избежание соприкосновения между собой и защитной арматурой. Это осуществляется с помощью бус или трубок 4 из специального фарфора.

Для измерения термоЭДС, развиваемой ТПТ, в термоэлектрических термометрах используются различные электроизмерительные приборы, предназначенные для измерения небольших значений напряжения постоянного тока. Наиболее часто и широко в настоящее время в качестве измерительных приборов в комплектах термоэлектрических термометров применяются милливольтметры и потенциометры.

Милливольтметры. Принцип действия милливольтметров (рис. 3.6) основан на взаимодействии между проводником (рамкой), по которому протекает электрический ток, и магнитным полем постоянного магнита. Рамка 1, выполненная из нескольких сотен последовательных витков тонкой

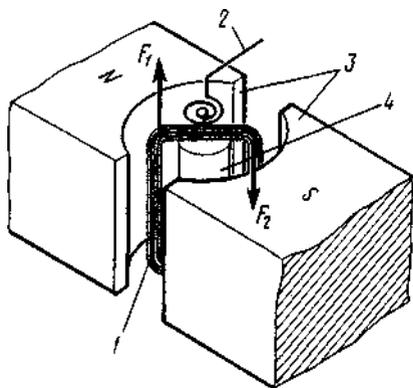


Рис. 3.6. Милливольтметр для измерения термоЭДС

изолированной проволоки (медной, алюминиевой), помещается в магнитное поле постоянного магнита 3. При этом рамка имеет возможность поворачиваться на некоторый угол, для чего она крепится с помощью специальных кернов и подпятников или подвешивается на растяжках или подвесах (на рисунке не показаны).

Для формирования равномерного радиального магнитного потока служит цилиндрический сердечник 4. При прохождении тока по рамке возникают силы F_1 и F_2 , направленные в разные стороны и стремящиеся повернуть рамку вокруг ее оси. Противодействующий момент создается спиральными пружинами 2 (нижняя не показана), которые также служат для подвода термоЭДС к рамке.

Потенциометры. В основу работы потенциометров положен нулевой метод измерения электродвижущей силы, развиваемой ТПТ. При этом измеряемая ЭДС уравнивается (компенсируется) с помощью известного падения напряжения, а результирующий эффект доводится до нуля.

В принципиальной упрощенной схеме потенциометра для измерения термоЭДС (рис. 3.7) ток от вспомогательного источника контрольного напряжения E проходит по цепи, в которую между точками В и С включено переменное сопротивление R_p (реохорд). Реохорд представляет собой калиброванную проволоку длиной L . Разность потенциалов между точкой В и любой промежуточной точкой Д, где

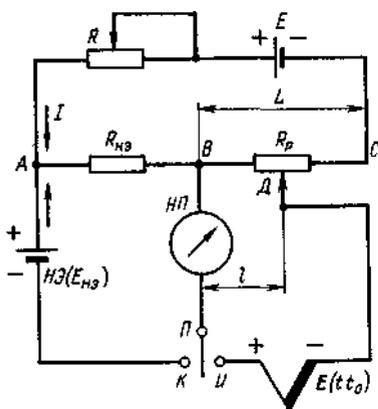


Рис. 3.7. Принципиальная схема потенциометра для измерения термоЭДС

находится скользящий контакт – движок реохорда, будет пропорциональна сопротивлению $R_{ВД}$. Последовательно с ТПТ при помощи переключателя П включается чувствительный милливольтметр НП – нуль-прибор, который является индикатором наличия тока в цепи.

Термоэлектрический преобразователь подключается таким образом, что его ток на участке $R_{ВД}$ идет в том же направлении, что и от вспомогательного источника тока. Для измерения термоЭДС движок реохорда перемещается до тех пор, пока стрелка нуль-прибора не перестанет отклоняться от нуля. Очевидно, в этот момент падение напряжения на сопротивлении $R_{ВД}$ будет равно измеряемой термоЭДС.

Поскольку реохорд является калиброванным сопротивлением, т. е. каждый его участок одинаковой длины имеет одинаковое сопротивление. Таким образом, термоЭДС $E(tt_0)$ определяется величиной падения напряжения на участке сопротивления реохорда $R_{ВС}$ и не зависит от других сопротивлений. Реохорд $R_{ВД}$ может быть снабжен шкалой, отградуированной в милливольтгах или градусах температурной шкалы

Очень широко применяются автоматические электронные потенциометры, предназначенные для измерения температуры и других параметров, преобразованных в напряжение постоянного тока. Структурная схема электронного автоматического потенциометра приведена на рис. 3.8.

Измерение термоЭДС E_x от ТПТ производится путем сравнения ее с падением напряжения на калиброванном реохорде R_p .

Компенсационная схема потенциометра состоит из реохорда R_p с ползунком K , электронного усилителя I с преобразователем, преобразующим постоянное напряжение E_x в переменное, реверсивного электродвигателя $PД$ и источника питания E_a . Электродвигатель через редуктор 2 связан с ползунком K и реверсивного электродвигателя $PД$ и источника питания E_a .

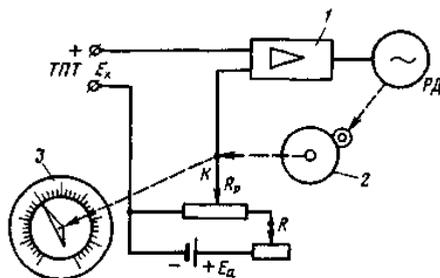


Рис. 3.8. Структурная схема электронного автоматического потенциометра

Электродвигатель через редуктор 2 связан с ползунком K и стрелкой показывающей части прибора 3 .

Действие компенсационной схемы сводится к автоматическому перемещению ползунка K по реохорду в сторону уменьшения напряжения рассогласования, т. е. разности термоЭДС от ТТТ и падения напряжения на реохорде, подаваемой на электронный усилитель. Это перемещение, производимое с помощью реверсивного электродвигателя $PД$, происходит до тех пор, пока напряжение рассогласования не станет равным нулю. Таким образом, положение ползунка K на реохорде и связанной с ним стрелки прибора определяет величину термоЭДС и, следовательно, величину измеряемой температуры. Сопротивление R служит для настройки рабочего тока в компенсационной цепи.

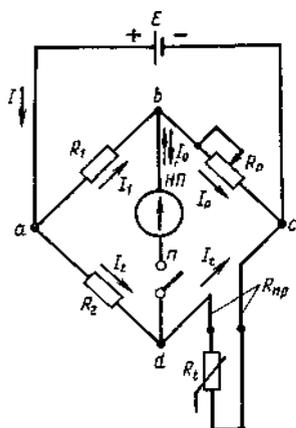
Конструкция современных электронных автоматических потенциометров основана на блочно-модульном принципе построения: прибор состоит из отдельных унифицированных блоков и уз-

лов, соединенных между собой проводами через штепсельные разъемы.

Термометры сопротивления. Термометр сопротивления представляет собой измерительное устройство, состоящее из термопреобразователя сопротивления (ТС), электроизмерительного прибора и соединительных проводов. Термометры сопротивления широко применяются во всех отраслях промышленности для измерения температуры в достаточно широком диапазоне (от -260 и до $+1100$ °С). Измерение температуры с помощью термопреобразователей сопротивления основано на использовании зависимости электрического сопротивления чувствительного элемента от температуры:

$$R = f(t).$$

Вид этой функции зависит от природы материала термопреобразователя сопротивления. В настоящее время выпускаются три большие группы стандартных термопреобразователей сопротивления: платиновые, медные и никелевые. Платиновые предназначены для измерения температуры от -260 до $+1100$ °С, медные – от -200 до $+200$ °С, никелевые – от -60 до $+180$ °С. Наружная арматура ТС так же, как и термоэлектрических преобразователей температуры, состоит из защитной гильзы, подвижного или неподвижного штуцера для крепления головки, в которой помещается контактная колодка с зажимами для проводов, соединяющих ТС с измерительным устройством термометра сопротивления.



В качестве измерительных приборов, применяемых в комплекте с ТС, широко используются логометры и уравновешенные мосты.

Принципиальная электрическая схема уравновешенного моста приведена на *рис. 3.9*. Она состоит из постоянных

Рис. 3.9. Принципиальная схема уравновешенного моста

резисторов R_1 и R_2 , реохорда R_p , термопреобразователя сопротивления R_t и сопротивления соединительных проводов R_{np} . В одну диагональ моста включен источник постоянного тока E , в другую – нуль-прибор $НП$. При равновесии моста, которое достигается перемещением движка по реохорду R_p , сила тока в диагонали моста равна нулю, т. е. $I_0 = 0$. В этот момент потенциалы в вершинах моста *bud* равны, ток от источника I разветвляется в вершине моста a на две ветви I_1 и I_2 . Следовательно, падения напряжения на резисторах R_1 и R_2 одинаковые.

Таким образом, при изменении R_t мост можно уравновесить изменением сопротивления реохорда R_p .

Структурная схема *электронного автоматического моста* аналогична схеме автоматического потенциометра.

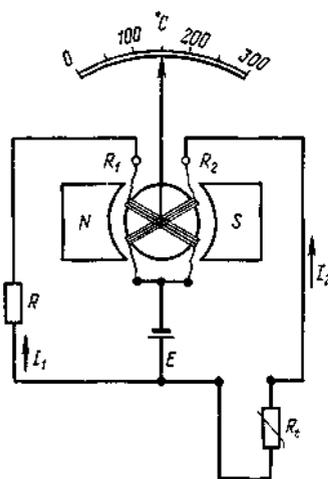


Рис. 3.10. Принципиальная электрическая схема логометра

Логометры являются измерительными приборами, показания которых пропорциональны отношению двух электрических величин (обычно сил токов). Подвижная система логометра (рис. 3.10) состоит из двух жестко скрепленных между собой рамок, имеющих сопротивления R_1 и R_2 , расположенных под некоторым углом одна к другой и помещенных в переменный воздушный зазор между полюсными наконечниками постоянного магнита и сердечником.

Магнитная индукция между магнитными наконечниками и сердечником неравномерная и имеет зазор между полюсными наконечниками постоянного магнита и сердечником. Магнитная индукция между магнитными наконечниками и сердечником неравномерная и имеет

наибольшую величину в середине, а наименьшую – у краев наконечников. Рамки закрепляют с помощью кернов и подпятников, на растяжках или подвесах, что обеспечивает возможность их поворота на некоторый угол. Ток к рамкам подводится по спиральным безмоментным пружинкам, а также через подвесы или растяжки. При изменении сопротивления R_t вследствие изменения температуры через одну из рамок потечет ток большей силы, равенство моментов нарушается и подвижная система поворачивается на угол, пропорциональный изменению температуры.

3.1.2. Измерение давления

Давление, как параметр, характеризующий состояние различных веществ, определяется отношением силы, равномерно распределенной по нормальной к ней поверхности, к площади этой поверхности. Под абсолютным давлением $P_{абс}$ подразумевается полное давление, которое отсчитывается от абсолютного нуля:

$$P_{абс} = P_{изб} + P_{атм}.$$

Абсолютное давление газа меньше атмосферного называется *вакуумом* (или вакуумметрическим давлением), т. е.:

$$P_{вак} = P_{атм} - P_{абс}.$$

Средства измерений, предназначенные для получения измерительной информации обо всех видах давлений, называются манометрами, а манометры для измерения давления разреженного газа – вакуумметрами. Средства для измерения разности двух давлений называются дифференциальными манометрами, или дифманометрами.

Жидкостные манометры. Приборы этой группы основаны на уравнивании измеряемого давления или разности давлений давлением столба рабочей жидкости. Они отличаются простотой устройства и эксплуатации, а также высокой точностью измерения, широко применяются в качестве лабораторных и поверочных приборов. Диапазон измерения их невелик.

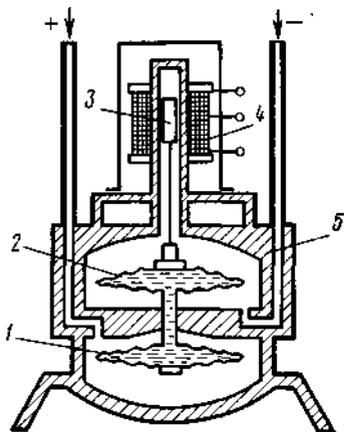


Рис. 3.11. Мембранный деформационный дифманометр с датчиком индукционной дистанционной передачи

В плюсовой и минусовой камерах дифманометра (т. е. в камерах, к которым подводится большее и меньшее давления) размещены две одинаковые мембранные коробки 1 и 2, образованные из сваренных между собой гофрированных мембран. Коробки укреплены в разделительной перегородке, которая зажата между крышками корпуса 5. Внутренние полости мембранных коробок заполнены жидкостью и сообщаются через отверстие. С центром верхней мембраны связан сердечник 3 индукционного преобразователя 4, преобразующего перемещение в электрический сигнал, подаваемый на измерительный прибор. При изменении перепада давлений мембранные коробки деформируются, подвижные центры коробок перемещаются и жидкость перетекает из одной коробки в другую.

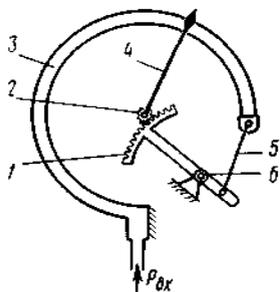


Рис. 3.12. Трубчато-пружинный манометр

Деформационные манометры. Принцип действия деформационных манометров основан на использовании деформации чувствительных элементов (мембран, сильфонов, пружин) или развиваемой ими силы под действием измеряемого давления среды и преобразовании ее в пропорциональное перемещение или усилие. На рис. 3.11 приведена схема устройства мембранного деформационного дифманометра с индукционной дистанционной передачей измерительной информации на расстояние. Давление измеряемой среды подводится к прибору по импульсным трубкам.

Величина перемещения подвижного центра верхней коробки и соединенного с ним сердечника зависит от параметров коробки и разности давления снаружи и внутри

коробки. Деформация мембран продолжается до тех пор, пока силы, вызванные перепадом давлений, не уравновесятся упругими силами мембранных коробок.

Подобные мембранные дифманометры (типа ДМ) изготавливаются на перепады давлений от 1,6 до 630 кПа и рабочее давление среды до 25 МПа. Класс точности приборов 1 – 1,5.

В сильфонных манометрах в качестве чувствительных элементов используются сильфоны, представляющие собой тонкостенную металлическую трубку с поперечной гофрировкой. Некоторые типы сильфонов изготавливаются с винтовой пружиной, вставляемой внутрь, что несколько расширяет диапазон их применения.

На *рис. 3.12* приведена кинематическая схема общепромышленного манометра с одновитковой пружиной (трубка Бурдона). При изменении давления $P_{вх}$ перемещение конца трубки 3 через тягу 5 передается к сектору 1, который вращается на оси 6. Угловое перемещение сектора с помощью зубчатого зацепления вызывает вращение зубчатого колеса (трубки) 2, на оси которого укреплена стрелка отсчетного устройства 4.

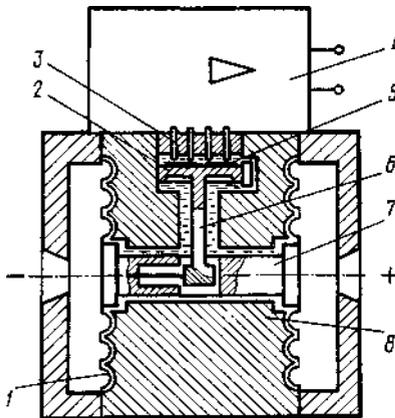


Рис. 3.13. Измерительный блок электрического манометра

Электрические манометры. Эти приборы основаны на использовании зависимостей электрических параметров преобразователей давления от измеряемого давления среды, и в последние годы получили широкое распространение. Действие электрических манометров сопротивления основано на зависимости электрического сопротивления чувствительного элемента от измеряемого давления. Принцип действия комплекса

измерительных преобразователей типа «Сапфир» основан на тензорезистивном эффекте тензорезисторов, наносимых в виде монокристаллической пленки кремния на чувствительные элементы приборов – тензомодули.

Измерительный блок, показанный на *рис. 3.13*, представляет собой тензомодуль рычажно-мембранного типа 6, помещенный в замкнутую полость основания 8. Последняя заполнена полиметилси-локсановой жидкостью. Тензомодуль отделен от измеряемой среды металлическими гофрированными мембранами 1, соединенными между собой штоком 7, который связан с концом рычага тензомодуля. Под действием разности давлений происходит перемещение штока 7, которое вызывает прогиб измерительной мембраны 2 тензомодуля, что ведет к изменению сопротивления тензорезисторов 5, нанесенных на измерительную мембрану. Электрический сигнал через выходы 3 передается во встроенное электронное устройство 4, с которого он далее передается в линию связи.

3.1.3. Измерение расхода и массы веществ

Расходомеры переменного перепада давления. Для измерения расхода (дебита) жидкостей, газов и паров, протекающих по трубопроводам, широко используются расходомеры переменного перепада давления. Перепад давления создается с помощью нормализованных сужающих устройств.

Наиболее распространенными из них являются диафрагмы. Диафрагма представляет собой тонкий диск, установленный так, что центр его лежит на оси трубы в трубопроводе (*рис. 3.14*). При протекании потока жидкости или газа в трубопроводе с диафрагмой сужение его начинается до диафрагмы. На некотором

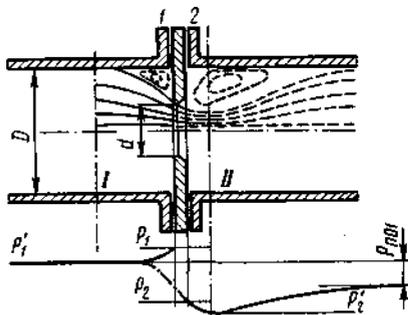
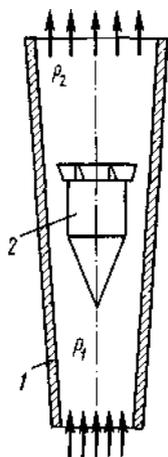


Рис. 3.14. Схема измерения расхода жидкостей и газов с помощью сужающего устройства

расстоянии за ней под действием сил инерции поток сужается до минимального сечения, а далее постепенно расширяется до полного сечения трубопровода. Перед диафрагмой и после нее образуются зоны завихрения. Давление струи около стенки перед диафрагмой возрастает из-за подпора перед ней. За диафрагмой оно снижается до минимума, затем снова повышается, но не достигает прежнего значения, так как происходит потеря давления $P_{\text{пот}}$ вследствие трения и завихрений. Таким образом, часть потенциальной энергии давления потока переходит в кинетическую. В результате этого средняя скорость потока в суженном сечении повышается, а статическое давление P_2 в этом сечении становится меньше статического давления перед сужающим устройством P_1 . Разность этих давлений (перепад давления $\Delta P = P_1 - P_2$) служит мерой расхода протекающей через сужающее устройство жидкости, газа или пара. Подключение к сужающему устройству измерительного прибора – дифманометра осуществляется с помощью импульсных трубок 1, 2, подводящих давления P_1 и P_2 к соответствующим полостям прибора.

Расходомеры обтекания. Эти устройства основаны на зависимости перемещения тела, находящегося в потоке и воспринимающего динамическое давление струи, от расхода вещества. Наиболее широко применяемыми расходомерами обтекания являются расходомеры постоянного перепада давления – ротаметры. Последние применяются для измерения расходов однородных потоков чистых и слабозагрязненных жидкостей и газов, протекающих по трубопроводам. Ротаметр



(рис. 3.15) представляет собой длинную коническую трубку 1, располагаемую вертикально, вдоль которой перемещается поплавок 2 под действием движущегося снизу вверх потока.

Поплавок перемещается до тех пор, пока площадь кольцевого отверстия между поплавком и внутренней поверхностью конусной трубки не достигнет такого размера, при котором перепад давления по обе стороны

Рис. 3.15. Ротаметр

поплавок не станет равным расчетному. При этом действующие на поплавок силы уравниваются, а поплавок устанавливается на высоте, соответствующей определенному значению расхода.

Тахометрические расходомеры. Принцип действия этих устройств основан на использовании зависимости скорости движения тел – чувствительных элементов, помещенных в поток, от расхода вещества, протекающего через расходомеры. В турбинных тахометрических расходомерах чувствительными элементами являются вращающиеся под действием потока жидкости или газа турбины-крыльчатки, располагаемые горизонтально или вертикально. Камерные тахометрические расходомеры представляют собой один или несколько подвижных элементов, отмеривающих или отсекающих при своем движении определенные объемы жидкости или газа.

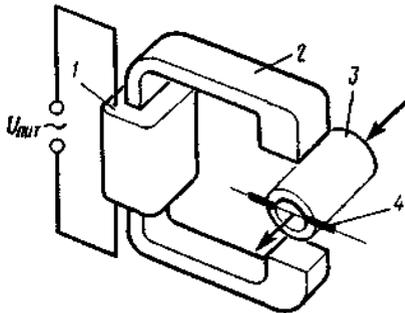


Рис. 3.16. Измерительный преобразователь электромагнитного расходомера

Электромагнитные (индукционные) расходомеры. Эти устройства предназначены для измерения расхода различных жидких сред, в том числе пульп с мелкодисперсными неферромагнитными частицами удельной электропроводностью не ниже $5 \cdot 10^{-2}$ См/м, протекающих в закрытых и полностью заполненных трубопроводах. Широко применяются в разных отраслях промышленности. Измерительный преобразователь расхода электромагнитного расходомера (рис. 3.16) состоит из немагнитного участка трубопровода 3 с токосъемными электродами 4 и электромагнита 2 с обмоткой возбуждения 1, охватывающего трубопровод. При протекании электропроводных жидкостей по немагнитному участку трубопровода 3 через однородное магнитное поле, создаваемое электромагнитом 2, в жидкости, которую можно представить как движущийся проводник, возникает электродвижущая сила, снимаемая электродами 4. Эта ЭДС прямо пропорциональна

средней скорости потока. Эта ЭДС представляет собой сигнал, пропорциональный расходу, который поступает на измерительный блок (на рисунке не показан), где он преобразуется в стандартизированный вид и затем подается к измерительному или управляющему устройству.

3.1.4. Измерение уровня

Поплавковые уровнемеры. Существует большое разнообразие типов и модификаций поплавковых уровнемеров и сигнализаторов, различающихся по конструкции, характеру измерения (непрерывное или дискретное), пределам измерения, условиям применения, системе дистанционной передачи и т. п. Принцип их действия основан на использовании перемещения поплавка на поверхности жидкости. Это перемещение механически или с помощью системы дистанционной передачи передается к измерительной части прибора.

В поплавковом уровнемере (рис. 3.17) изменение уровня жидкости определяется по положению поплавка 1. Движение поплавка передается с помощью троса или мерной ленты 2, перекинутой через ролики 3 и 4, на мерный шкив 6, на оси которого укреплена стрелка 5, показывающая по шкале уровень жидкости в резервуаре. Поплавок и трос уравниваются контргрузом 7 или пружиной.

Гидростатические уровнемеры. Принцип их действия основан на измерении давления столба жидкости или выталкивающей силы, действующей на тело, погруженное в жидкость. В промышленности находят широкое применение буйковые и пьезометрические (барботажные) гидростатические уровнемеры.

Принцип действия буйковых уровнемеров основан на измерении выталкивающей силы, действующей на буюк, который погружен в жидкость и удерживается в ней в заданном положении с помощью какой-либо внешней силы. В качестве этой силы используется упругая сила пружины

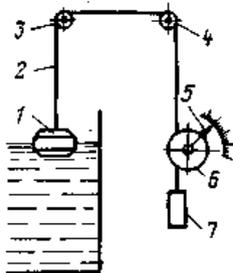


Рис. 3.17. Поплавковый уровнемер

или скручивающейся торсионной трубки.

Пьезометрические гидростатические уровнемеры представляют собой открытую с одного конца измерительную трубку, опускаемую в резервуар с жидкостью, уровень которой измеряется. Через эту трубку продувается воздух, который барботирует через жидкость в виде пузырьков. Давление воздуха в трубке P является мерой уровня жидкости. При этом следует учитывать влияние плотности жидкости ρ , так как $P = \rho gH$.

Электрические уровнемеры. Изменение уровня в них с помощью чувствительного элемента датчика преобразуется в электрический сигнал, который измеряется каким-либо электроизмерительным прибором. При этом используются электрические свойства среды: электропроводность, диэлектрическая проницаемость и др.

Акустические (ультразвуковые) уровнемеры. Эти приборы основаны на свойстве звуковых колебаний отражаться от границы раздела сред с различным акустическим сопротивлением. К достоинствам ультразвуковых уровнемеров следует отнести нечувствительность их к изменению свойств измеряемой среды, большой температурный диапазон, высокую надежность.

Радиоизотопные уровнемеры. В этих приборах используется зависимость интенсивности потока ионизирующего излучения, падающего на приемник (детектор) излучения, от положения уровня измеряемой среды.

3.2. Измерительные преобразователи и приборы для измерения состава и свойств сред

В ходе переработки исходных продуктов и сырья и превращения их в готовую продукцию происходит многократное изменение их физико-химических свойств и состава. Измерение параметров, характеризующих состав и свойства продуктов, позволяет судить о режиме этих процессов непосредственно, так как именно они характеризуют качество продукции. Поэтому контроль этих параметров является обязательным, а иногда и главным элементом многих систем управления технологическими процессами производств.

Средства измерений для получения измерительной информации о составе или свойствах анализируемых веществ называются анализаторами.

3.2.1. Измерение плотности жидкостей

Измерения, связанные с анализом состава и свойств веществ, основаны на использовании зависимостей между составом анализируемого вещества (или концентрациями его компонентов) и величинами, характеризующими его физические или физико-химические параметры. Плотность жидкости является одним из показателей (параметров), характеризующих ее свойства. Плотность – это масса вещества, заключенная в единице объема.

Весовые плотномеры. Эти приборы основаны на измерении массы анализируемой жидкости определенного объема, которая является функцией ее плотности. Конструктивно они выполняются в виде мерной камеры определенного объема, масса которой измеряется.

Весовой плотномер (рис. 3.19) с U-образной трубкой 2 в качестве чувствительного элемента снабжен пневматическим преобразователем. По U-образной трубке непрерывно протекает анализируемая жидкость, подводимая к ней через специальные безмоментные подводы — гибкие рукава 1 (резиновые трубки, сильфоны и т. п.). Изменение массы чувствительного элемента, пропорциональное изменению плотности жидкости, передается с помощью тяги 3 на левое плечо рычага 4. На правое плечо того же рычага действуют противовес 5 и усилие сильфона обратной связи 6. Перемещение рычага 4 преобразуется в пневматический сигнал с помощью пневмопреобразователя типа сопло – заслонка 7. Этот сигнал поступает к измерительному пневматическому прибору и в сильфон обратной связи 6. При равновесии рычага 4 выходной пневматический сигнал пропорционален плотности анализируемой жидкости. Настройка прибора на необходимый диапазон измерения осуществляется перемещением груза 5.

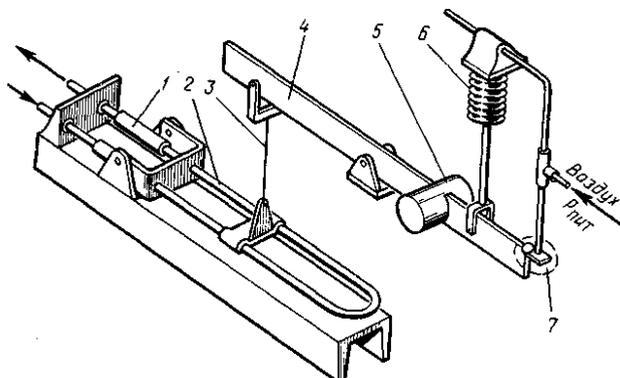


Рис. 3.19. Весовой плотномер жидкости

Поплавковые плотномеры. Приборы основаны на изменении степени погружения поплавка, являющейся функцией плотности анализируемой жидкости. При погружении в жидкость полупогруженного тела (поплавка) согласно закону

Архимеда на него будет действовать выталкивающая сила, равная массе вытесненной им жидкости.

В лабораторной и производственной практике широко используются поплавковые приборы, предназначенные для эпизодических измерений, так называемые ареометры. Они могут быть стеклянными или металлическими и самой разнообразной формы. В промышленности применяется большая группа плотномеров автоматических, использующих поплавковый (ареометрический) принцип измерения. В поплавковом плотномере (рис. 3.20)

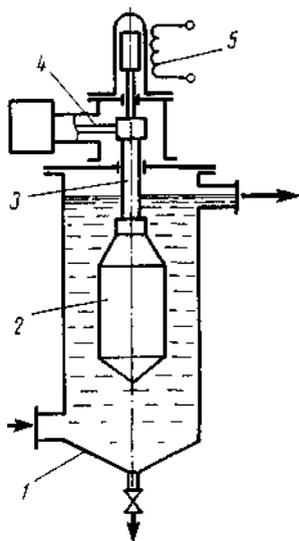


Рис. 3.20. Автоматический поплавковый плотномер

анализируемая жидкость подводится в измерительную камеру 1 через входной патрубок и отводится через выходной сливной. Поплавок 2, полностью погруженный в

жидкость, с помощью штока 3 соединен с торсионной трубкой (пружиной) 4. Усилие, создаваемое на ней, уравнивает выталкивающую силу поплавка. Торсионная трубка соединена также с сердечником электрического преобразователя 5, к которому подключается измерительный прибор.

Гидростатические плотномеры. Принцип их действия основан на измерении давления столба однородной анализируемой жидкости определенной высоты, пропорционального ее плотности.

При неизменной высоте столба жидкости H давление P является мерой ее плотности. Известны гидростатические плотномеры с чувствительными элементами в виде мембран или сильфонов и с продувкой воздухом, называемые пневмометрическими.

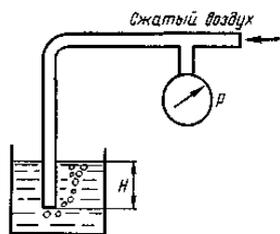


Рис. 3.21. Схема пневмометрического измерения плотности жидкости

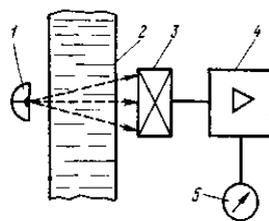


Рис. 3.22. Радиоизотопный плотномер

Гидростатические пневмометрические плотномеры с продувкой воздухом основаны на принципе, суть которого ясна из схемы, приведенной на рис. 3.21. Через трубку, погруженную открытым концом в анализируемую жидкость на постоянную глубину H , продувают (барботируют) воздух. К трубке подключен измерительный прибор – чувствительный манометр, давление в котором прямо пропорционально плотности контролируемой жидкости.

Радиоизотопные плотномеры. Измерение плотности различных сред этими плотномерами основано на зависимости степени ослабления ионизирующего излучения, прошедшего через анализируемую среду, от плотности этой среды.

В радиоизотопном плотномере (рис. 3.22) пучок γ – излучения от источника 1 проходит через анализируемую жидкость 2, протекающую по трубопроводу или находящуюся в сосуде, и попадает на приемник излучения (детектор) 3. При изменении плотности жидкости изменяется интенсивность излучения, попадающего на приемник 3. Полученный сигнал далее подается на усилитель 4, а затем и на измерительный прибор 5.

3.2.2. Измерение вязкости жидкостей

Вязкость жидкостей характеризуется динамическим коэффициентом вязкости — величиной, равной отношению силы внутреннего трения, которая действует на поверхности слоя жидкости при градиенте скорости, равном единице, к площади этого слоя. Для измерения вязкости служат вискозиметры.

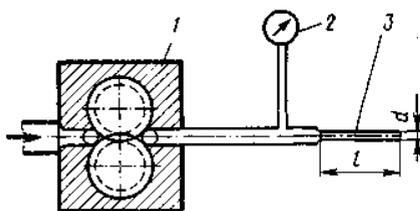


Рис. 3.23. Капиллярный вискозиметр

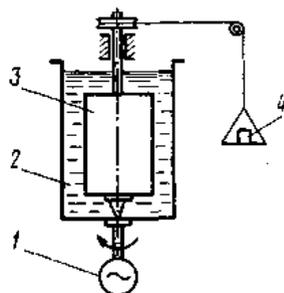


Рис. 3.24. Ротационный вискозиметр с коаксиальными цилиндрами

Капиллярные вискозиметры. Их действие основано на использовании закона Пуазейля для истечения жидкости из капиллярных трубок. В капиллярном вискозиметре (рис. 3.23) постоянство значения расхода обеспечивается шестеренным насосом 1. Анализируемая жидкость проходит через капиллярную трубку 3 диаметром d и длиной l . Перепад давления между входом и выходом трубки измеряется

чувствительным дифманометром 2, отградуированным в единицах вязкости.

Шариковые вискозиметры. В основе принципа их действия лежит теория Стокса, справедливая в применении к движению шариков малого диаметра в жидкостях и заключающаяся в том, что шар, падающий в достаточно вязкой среде, приобретает постоянную скорость движения за сравнительно короткий промежуток времени.

Ротационные вискозиметры. Принцип их действия основан на измерении моментов сопротивления или крутящих моментов, передаваемых анализируемой жидкостью чувствительному элементу, которые являются функцией вязкости жидкости. Чаще других применяются приборы с коаксиальными цилиндрами, вращающимися телами и вращающимися параллельными дисками, погружаемыми в анализируемую жидкость.

Вискозиметр с коаксиальными цилиндрами (рис. 3.24) представляет собой два цилиндра, между которыми помещается анализируемая жидкость. При вращении внешнего цилиндра 2 с постоянной скоростью от электродвигателя 1 жидкость приходит в стационарное вращательное движение и передает момент вращения внутреннему цилиндру 3. Для сохранения этого цилиндра в покое к нему должен быть приложен противоположный по знаку и равный по величине момент силы, создаваемый, как показано на рисунке, грузом 4.

3.2.3. Измерение содержания веществ, растворенных в жидкостях

Анализаторы состава жидкостей представляют собой средства измерений, предназначенные для получения измерительной информации о количестве вещества или его концентрации, а в некоторых случаях – о сумме компонентов веществ в анализируемой жидкости.

Кондуктометрические приборы. Принцип их действия основан на измерении

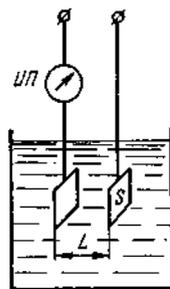


Рис. 3.25.
Схема
измерительно
й ячейки
кондуктомет

электропроводности анализируемых растворов. Удельная электропроводность (удельная электрическая проводимость) жидкостей в зависимости от концентрации и природы растворенных в них веществ может изменяться на несколько порядков, от 10^{-4} (чистая вода) до 100 См/м (сильные электролиты), что позволяет в ряде случаев просто и с высокой степенью точности контролировать концентрацию компонентов в растворах.

Чувствительный элемент этих приборов – измерительная ячейка – состоит из двух электродов, помещаемых в анализируемый раствор на определенном расстоянии один от другого (рис. 3.25).

Сопротивление ячейки определяется электропроводностью раствора. При площади электродов S , расстоянии между электродами L и удельной теплопроводности раствора σ , сопротивление измерительной ячейки (в Ом):

$$R = L / \sigma S = K / \sigma.$$

Измерение электропроводности может производиться как на постоянном, так и на переменном токе. В настоящее время широкое распространение получают бесконтактные методы измерения электропроводности растворов, которые обеспечивают измерение концентрации сильно загрязненных агрессивных жидкостей, суспензий и коллоидных растворов непосредственно в технологических потоках.

Оптические анализаторы. Эти приборы относятся к классу спектральных анализаторов, в которых значение

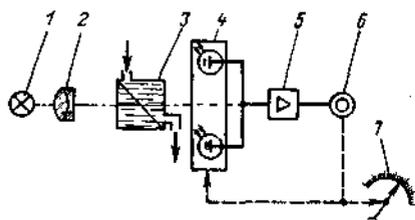


Рис. 3.26. Автоматический рефрактомер

выходного сигнала измерительной информации зависит от взаимодействия потока излучения с анализируемой жидкостью или от свойств излучения анализируемой жидкости. В оптических приборах, как правило, в качестве измерительных

преобразователей оптических величин в электрические применяются различные фотоэлектрические преобразователи.

Рефрактометрический метод анализа жидких сред основан на использовании зависимости показателя преломления света при переходе его из одной среды в другую. В проточном рефрактометре (рис. 3.26) использована дифференциальная измерительная кювета.

Световой поток от источника 1 проходит через коллиматор 2 и направляется на измерительную кювету 3, состоящую из двух частей: одна заполнена эталонной жидкостью, а через другую протекает анализируемый раствор. Пройдя через измерительную кювету, световой поток попадает на блок дифференциального фотоприемника 4, состоящего из двух одинаковых фоторезисторов. Если коэффициенты преломления контролируемой и образцовой жидкостей одинаковы, то и обе половины фотоприемника освещены одинаково. При этом сигнал разбаланса, подаваемый на электронный усилитель 5, равен нулю. При изменении концентрации анализируемой жидкости меняется коэффициент ее преломления, и луч света отклоняется вверх или вниз, что поведет к изменению освещенности частей фотоприемника. В результате на входе усилителя 5 появляется сигнал разбаланса, который после усиления будет подан к реверсивному электродвигателю 6, изменяющему положение блока фотоприемника до наступления нового состояния равновесия. Одновременно производится перестановка стрелки показывающего или пера записывающего устройства 7.

3.3. Специальные методы измерения и контроля

В промышленности очень часто возникает необходимость в измерении влажности газов, твердых и сыпучих материалов и продуктов, состава газовых сред и других параметров, которые не рассматриваются в предыдущих пунктах.

3.3.1. Измерение влажности газов, твердых и сыпучих материалов

Содержание влаги (воды) в воздухе и других газовых средах, а также в твердых, вязкопластичных и сыпучих материалах является весьма важной характеристикой, определяющей как протекание многих технологических процессов, так и качество исходного сырья и готовой продукции.

Методы измерения влажности газов. Влажность воздуха (газа) – это содержание в нем водяного пара; абсолютная влажность – масса водяного пара, содержащаяся в единице объема влажного или сухого газа; влагосодержание – отношение массы водяного пара к массе сухого газа в том же объеме.

1. *Психрометрический метод* измерения влажности основан на использовании зависимости между упругостью водяного пара в газовой среде и показаниями сухого и влажного термометров, помещенных в эту среду.

Простейший психрометр состоит из двух одинаковых жидкостных стеклянных палочных термометров, расположенных рядом. Баллончик с ртутью одного из термометров покрывается тканью, конец которой опускается в резервуар с водой. На основании показаний обоих термометров по соответствующим таблицам определяют влажность воздуха или газа. Психрометрический метод положен в основу построения ряда автоматических промышленных приборов, предназначенных для непрерывного измерения влажности воздуха и газов.

2. *Конденсационный метод* измерения влажности газов, или метод точки росы, основан на использовании следующей зависимости:

$$\varphi = E_{\tau} / E_t,$$

где E_{τ} – упругость насыщенного пара при температуре точки росы τ , Па; E_t упругость насыщенного пара при температуре t , Па.

Зная температуру точки росы τ и температуру исследуемого газа t , можно определить его относительную влажность.

3. В основе *сорбционного метода* измерения влажности лежит способность некоторых веществ, имеющих пористую структуру, адсорбировать влагу на своей поверхности. В

сорбционных электролитических влагомерах влажочувствительный элемент представляет собой жидкую или сухую пленку электролита, наносимую на неэлектропроводную основу (подложку), которая обладает свойством поглощать влагу из окружающей среды до тех пор, пока не установится динамическое равновесие между давлением водяного пара непосредственно над поверхностью электролита и давлением пара окружающей среды. Сопротивление электролитической пленки чувствительного элемента влагомера изменяется в зависимости от концентрации растворенного вещества и температуры. В качестве электролитов, применяемых в электролитических датчиках, используются водные растворы хлорита лития (LiCl), смесь поваренной и сегнетовой солей и др.

3.3.2. Измерение состава газов

В промышленности газоанализаторы используются для анализа топочных газов при сжигании разных видов топлива, а также для контроля концентрации предельных значений в пожаро- и взрывоопасных производствах и помещениях, где возможно скопление газов, вредных для здоровья обслуживающего персонала.

В комплект газоаналитических приборов наряду с датчиком и измерителем выходных сигналов входит, как правило, ряд вспомогательных узлов, обеспечивающих нормальную работу устройства в целом. Основными вспомогательными узлами являются приспособления для отбора, очистки, транспортирования и подготовки к анализу проб газовой смеси.

Механические газоанализаторы. К этой группе относятся приборы, основанные на использовании различных химических реакций и связанных с ними изменений объема или давления анализируемой газовой смеси после удаления из нее анализируемого компонента с помощью специальных поглотителей.

Тепловые газоанализаторы. В газоанализаторах этого типа (рис. 3.27) осуществляется измерение относительного изменения теплопроводности анализируемой газовой смеси, сравниваемой с теплопроводностью эталонной смеси известного состава.

Такое сравнение осуществляется с помощью измерительного преобразователя – мостовой электрической схемы.

Измерительный мост образован двумя одинаковыми чувствительными элементами (резисторами) R_a и R_b , выполняющими роль нагревателей и термопреобразователей сопротивления одновременно, и двумя одинаковыми постоянными резисторами R_1 и R_2 . Один из чувствительных

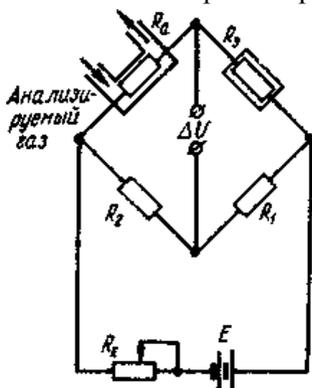


Рис. 3.27. Газоанализатор по теплопроводности

элементов R_a помещен в рабочую камеру, через которую непрерывно протекает анализируемая газовая смесь, а второй R_b – в закрытую сравнительную камеру, заполненную эталонным газом известного состава. Обычно температура нагрева чувствительных элементов R_a и R_b в термомокондуктометрических газоанализаторах составляет 100—120 °С.

Если теплопроводность анализируемого и эталонного газов одинакова, нагреваемые в одинаковых условиях резисторы R_a и R_b будут иметь одинаковую температуру и электрические сопротивления, а следовательно, мост будет находиться в равновесии. При отклонении теплопроводности анализируемой газовой смеси от этого значения мост выйдет из равновесия и в диагонали его появится напряжение разбаланса ΔU , которое служит мерой концентрации определяемого компонента.

3.3.3. Измерение состава газов и жидкостей методом хроматографии

Хроматография представляет собой физико-химический метод разделения сложных газовых или жидкостных смесей, при котором разделяемые компоненты распределяются между двумя фазами, одной из которых является движущийся поток анализируемого газа или жидкости – подвижная фаза, а вторая –

неподвижный сорбент с развитой поверхностью – неподвижная фаза, через которую движется анализируемый поток.

Проявительный метод хроматографического разделения получил наибольшее распространение. Он состоит в том, что через неподвижный сорбент непрерывно протекает несорбирующийся поток подвижной среды, в которую периодически вводится анализируемое вещество. Это вещество представляет собой смесь сорбирующихся компонентов, подлежащих определению. Процесс разделения компонентов при проявительной хроматографии может быть представлен в виде схемы, приведенной на *рис. 3.28*. Порция исследуемой смеси, состоящая, например, из компонентов *A*, *B* и *B*, вводится в разделительную колонку, заполненную сорбентом – неподвижной фазой, и перемещается вдоль нее с помощью потока инертного (по отношению к сорбенту и компонентам смеси) носителя. При этом будем считать, что сорбируемость компонентов смеси характеризуется рядом $A > B > B$. Так как компоненты смеси имеют разную сорбируемость или растворимость, то движение их в колонке замедляется по-разному. Через некоторое время вперед уйдет компонент *B*, как менее сорбирующийся, за ним будет располагаться компонент *B* и, наконец, *A*, более сорбирующийся и потому движущийся медленнее других компонентов. Затем компоненты разделяются полностью, а при дальнейшем движении между их слоями оказывается слой чистого носителя. Таким образом, разделительную колонку покидают последовательно чистый носитель и бинарная смесь (носитель + анализируемый компонент). Бинарная смесь поступает в специальный анализатор-детектор, выходной сигнал которого прямо пропорционален концентрации анализируемого компонента.

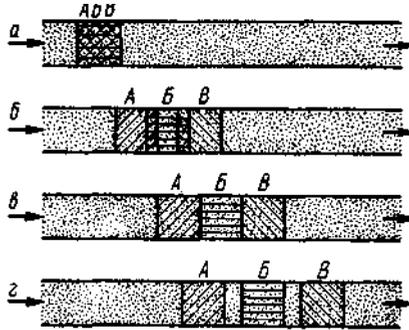


Рис. 3.28. Схема хроматографического разделения смеси

Хроматографическая разделительная колонка представляет собой трубку, в которую помещают неподвижную фазу, прохождения газового потока. Важнейшей частью любого хроматографа является детектор, предназначенный для преобразования концентрации компонентов газа, выходящего из хроматографической разделительной колонки, в соответствующий электрический или другого вида сигнал, удобный для дальнейшего использования в системе автоматического контроля или регулирования. От совершенства детектора во многом зависят чувствительность и точность хроматографической установки в целом. Наибольшее практическое применение в газовой хроматографии получили детекторы по теплопроводности (термоконтдуктометрические детекторы, или катарометры), ионизационные и пламенные. Детекторы по теплопроводности по принципу действия аналогичны соответствующим газоанализаторам, рассмотренным в п. 3.3.2.

ГЛАВА 4. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ

4.1. Автоматические регуляторы, исполнительные механизмы и регулирующие органы

Всякая автоматическая система регулирования (АСР) состоит из совокупности объекта регулирования (ОР), измерительного устройства (ИУ), автоматического регулятора (АР), исполнительного механизма (ИМ) и регулирующего органа (РО).

4.1.1. Автоматические регуляторы

Автоматический регулятор представляет собой устройство, предназначенное для преобразования сигнала от измерительного устройства в соответствии с заданным алгоритмом (законом) управления и усиления его до значений, необходимых для управления исполнительным механизмом, воздействующим через регулирующий орган на объект управления.

По способу действия АР подразделяются на регуляторы прямого и непрямого (косвенного) действия. В регуляторах прямого действия энергия для их работы поступает от самого объекта автоматизации. В регуляторах непрямого действия энергия к их элементам подводится от внешнего источника, что позволяет развивать достаточно большие динамические усилия при перемещении регулирующих органов и обеспечивает возможность территориального разделения объекта, автоматического регулятора и исполнительного механизма с регулирующим органом. Кроме того, регуляторы косвенного действия обладают более высокими

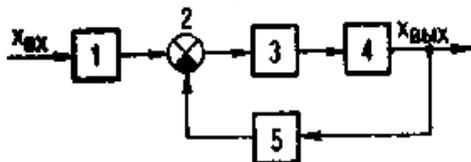


Рис. 4.1. Структурная схема автоматического регулятора

быстродействием и точностью. По виду подводимой энергии регуляторы подразделяются на электрические, пневматические, гидравлические и комбинированные. Одной из основных характеристик регуляторов является закон регулирования.

Современные регуляторы косвенного действия представляют собой устройства, состоящие из нескольких структурных элементов, основными из которых являются многоступенчатые усилители, сумматоры, модуляторы, множители и другие блоки, с помощью которых обеспечивается построение схем, обуславливающих формирование регулирующего воздействия в соответствии с алгоритмом управления.

Электрические автоматические регуляторы (автоматические регулирующие блоки), структурная схема которых приведена на *рис. 4.1*, предназначены для формирования выходного сигнала, подаваемого к электрическому исполнительному механизму АСР.

Автоматический регулятор состоит из узла входных цепей *1*, к которому подводятся сигналы от измерительных преобразователей. Далее преобразованные сигналы поступают к сумматору *2*, к которому также подводится сигнал, сформированный узлом обратной связи *5*. Разность между сигналом обратной связи и сигналом от измерительного преобразователя подается к суммирующему усилителю *3* и далее к узлу *4*, с помощью которого формируется управляющий сигнал в соответствии с законом регулирования. Настройки вводятся в регулятор при наладке АСР конкретного объекта автоматизации через узел входных цепей *1*.

4.1.2. Исполнительные механизмы

Исполнительные механизмы (ИМ), являясь составной частью АСР, предназначены для перемещения регулирующего органа (РО) в соответствии с командой, получаемой от регулятора. При переходе на ручное (дистанционное) управление команда к ИМ подается человеком-оператором с помощью соответствующих органов ручного управления. В зависимости от вида энергии, используемой в ИМ, они

подразделяются на электрические, пневматические и гидравлические.

Электрические ИМ. В автоматике в основном используются электромагнитные и электродвигательные электрические ИМ. Основным узлом электромагнитных ИМ является электромагнит постоянного или переменного тока разных форм и конструкций, обеспечивающих его срабатывание при протекании тока по обмотке управления.

Электродвигательные ИМ являются наиболее распространенными. По характеру движения выходного рабочего звена они подразделяются на однооборотные, у которых выходной вал перемещается по дуге окружности (до 360°); многооборотные, у которых выходной вал вращается (более 360°), и прямоходные, выходное звено (шток) которых перемещается поступательно. Электродвигательный ИМ (рис. 4.2) состоит из электродвигателя 3 с электромагнитным тормозом 4, блока 5 с конечными выключателями, червячного редуктора 2 и выходного вала редуктора 1, предназначенного для сочленения с регулирующим органом. Пуск электродвигателя в ту или иную сторону вращения обеспечивается включением контактов *1РБ* или *2РБ* реле автоматического регулятора. При этом через обмотки *В* или *Н* реверсивного магнитного пускателя потечет ток и включатся его главные контакты *ВО* или *НО*, с помощью которых включается в сеть электродвигатель *ЭД*. Блок-контакты *В1* и *Н1* служат для шунтирования контактов регулятора. Для отключения электродвигателя при достижении выходным валом редуктора крайних положений предназначены конечные выключатели *КВО* и *КВЗ*, зажигая при этом одну из соответствующих сигнальных ламп *ЛО* или *ЛЗ*. Кнопка *КС* служит для аварийного останова электродвигателя.

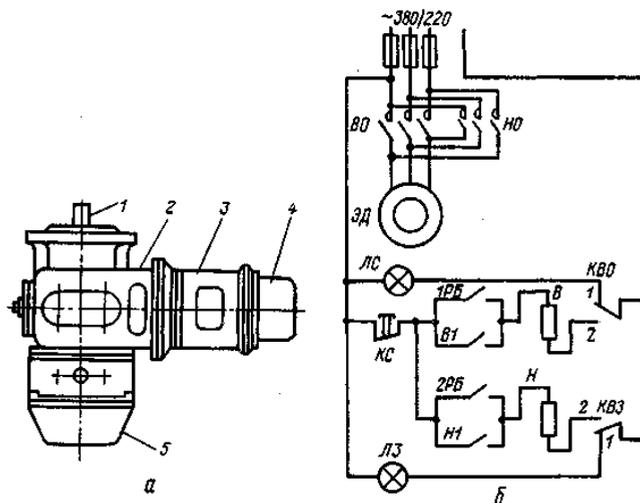


Рис. 4.2. Электродвигательный исполнительный механизм:
 а — общий вид; б — электрическая схема включения

Пневматические ИМ. Предназначены для работы с пневматическими регуляторами и выпускаются в двух модификациях: мембранные и поршневые. Мембранный исполнительный механизм (рис. 4.3) состоит из следующих основных элементов: корпуса 1 (составлен из двух фланцев), мембраны 2, возвратной пружины 3 и штока 4. Втулка с натяжной гайкой 5 служит для регулирования усилия, развиваемого пружиной.

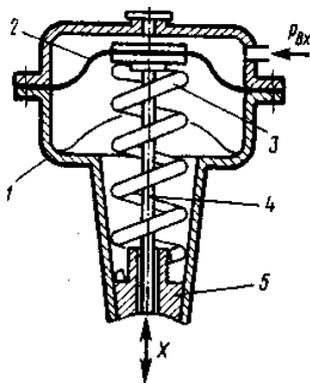


Рис. 4.3. Мембранный исполнительный механизм

При подаче давления от пневматического регулятора в надмембранную полость мембрана 2 прогибается вниз, тем самым перемещая шток 4, сочлененный с регулирующим органом.

Противодействующее усилие и возврат штока в исходное положение при отсутствии давления в надмембранной полости осуществляются с помощью пружины 3.

В поршневых ИМ перестановочное усилие создается давлением рабочей среды в поршневых полостях.

Гидравлические ИМ. В них используется энергия рабочей жидкости под давлением. Эти механизмы применяют в АСР, если необходимы значительные усилия для перемещения регулирующего органа.

4.1.3. Регулирующие органы

Регулирующие органы (РО) предназначены для изменения расхода материальных или энергетических потоков в объект регулирования. Регулирующие органы разделяются на дроссельные, объемные и скоростные.

Дроссельные РО. Эти механизмы обеспечивают изменение расхода среды путем изменения скорости и площади живого сечения потока при прохождении его через дросселирующее устройство, гидравлическое сопротивление которого является переменной величиной. Применяются они в основном для изменения расхода жидкостей, газа и пара, транспортируемых по трубопроводам. Основными типами дроссельных РО

являются регулирующие клапаны, шиберы и заслонки.

На рис. 4.4 приведена схема односедельного регулирующего клапана,

состоящего из корпуса 7 с седлом 1, штока 4 с затвором 3, имеющего запорную (профильную) поверхность 2,

а также из сальника 6 с поджимным фланцем 5.

Изменение пропускной способности клапана осуществляется путем перемещения затвора 3 вдоль оси прохода седла клапана

Шиберы или задвижки представляют собой

представляющие собой

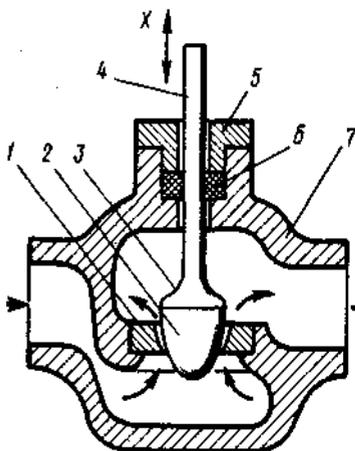


Рис. 4.4. Односедельный регулирующий клапан

прямоугольную или фигурную пластину, которая перемещается перпендикулярно оси трубопровода и изменяет его проходное сечение. Заслонки выполняются в виде лопастей, помещаемых в регулируемом потоке в трубопроводе.

Изменение живого сечения потока среды осуществляется поворотом лопасти заслонок от ИМ.

Объемные РО. Представляют собой устройства с насосами объемного дозирования, а также объемные (камерные) питатели, отмеривающие или отсекающие при своем движении определенные объемы жидкости, газа или сыпучих материалов.

4.2. Агрегатные комплексы и системы технических средств автоматизации ГСП

При автоматизации самых разнообразных технологических процессов возникает необходимость в применении обширной номенклатуры технических средств автоматизации, отвечающих различным требованиям эксплуатации, настройки, ремонта и т. п. Это проблема в ГСП решается на основе принципа агрегатирования, который позволяет обеспечивать построение более сложных устройств и систем из ограниченного набора более простых унифицированных изделий (модулей) методом «наращивания и стыковки» этих более простых изделий. Для обеспечения возможности «наращивания и стыковки» необходима конструктивная и информационная совместимость изделий ГСП без дополнительной разработки устройств для их сочленения или изменения самих изделий. В рамках ГСП выпускается ряд агрегатных комплексов и систем, предназначенных для автоматизации технологических процессов, машин, агрегатов, аппаратов и др. объектов.

Агрегатный комплекс пневматических регулирующих устройств «Старт». Комплекс построен на основе универсальной системы элементов промышленной пневмоавтоматики (УСЭППА). В состав комплекса входят несколько типов автоматических регуляторов, а также функциональные блоки и вторичные приборы (показывающие, самопишущие, интегрирующие). С помощью технических средств комплекса могут строиться самые разнообразные

системы автоматического регулирования и управления, в том числе самонастраивающиеся, многоканальные и др. Устройства системы «Старт» рассчитаны на использование в пожаро- и взрывоопасных условиях, в помещениях с агрессивными средами и тяжелыми условиями эксплуатации.

4.3. Микропроцессорные технические средства

Одним из перспективных направлений развития технических средств автоматизации является использование больших микропроцессорных интегральных схем (МП БИС) или просто микропроцессоров (МП), применение которых дает возможность изменять алгоритм обработки данных посредством программирования. Наряду с этим важнейшим результатом использования в технических средствах автоматизации больших микроминиатюрных интегральных схем (БИС) является возможность создавать электронные схемы и конструкции с высоким быстродействием и повышенной надежностью, низкой стоимости и энергоемкости.

На практике применяются функциональные блоки, содержащие МП БИС и оформленные конструктивно в виде отдельных плат. Такие блоки выполняют роль микроЭВМ, встраиваемой в технические средства автоматизации, и называются *микроконтроллерами*.

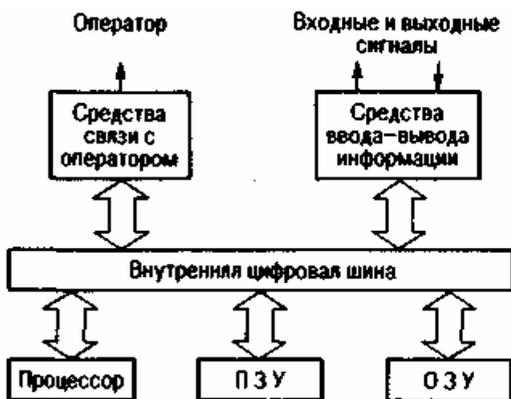


Рис. 4.5. Структурная схема ремиконта

Отечественной промышленностью освоено серийное производство регулирующих микропроцессорных контроллеров типа ремиконт и ломиконт. На рис. 4.5. приведена структурная схема ре-миконта, предназначенного для автоматического

регулирования самых разнообразных технологических процессов в разных отраслях промышленности. Он содержит процессор, постоянную и оперативную память (ПЗУ и ОЗУ), устройства ввода-вывода информации (УСО) и устройство связи с оператором. Эти элементы объединены внутренней параллельной шиной и образуют физическую структуру контроллера ремиконт.

Ремиконт формирует заданный закон регулирования, выполняет суммирование, дифференцирование, селектирование, переключение и др. преобразования аналоговых сигналов, а также обрабатывает и формирует дискретные сигналы управления. При этом реализуемые им алгоритмы управления могут задаваться и изменяться оператором непосредственно на месте эксплуатации. С помощью ремиконта возможна организация программного, каскадного, многосвязанного и других видов управления технологическими процессами.

Ремиконт является многоканальным устройством, заменяющим несколько десятков аналоговых приборов и регуляторов. Для настройки ремиконта используется специальная панель, клавиши и индикаторы которой обозначены терминами, привычными для специалистов. Ремиконт снабжен также средствами информационного контроля за ходом автоматизируемого процесса и диагностическими индикаторами вида «норма», «больше», «меньше» и т. п., которые помогают обнаруживать и ликвидировать возможные отклонения и неисправности.

ГЛАВА 5. ГЛУБИННЫЕ ПРИБОРЫ

5.1. Глубинные манометры

Для точного определения абсолютных значений давления применяются глубинные манометры, которые могут устанавливаться в любой точке скважины. Они опускаются в

скважину с помощью специальных лебедок на проволоке, кабеле или же с колонной труб.

В зависимости от *способа регистрации* показаний, эти приборы подразделяются:

1. *Автономные* (показания регистрируются в приборе).

2. *Дистанционные* (показания передаются на поверхность и регистрируются вторичными приборами).

По принципу действия глубинные приборы для регистрации давления подразделяются на следующие группы:

1. *Пружинные*, в которых упругим чувствительным элементом, воспринимающим давление, служит геликсная пружина. Это так называемые *геликсные манометры*.

2. *Пружинно-поршневые*, в которых элементом, воспринимающим давление, служит уплотненный поршень, соединенный с винтовой цилиндрической пружиной растяжения. Различают пружинно-поршневые манометры с вращающимися и не вращающимися поршнями.

3. *Пневматические*, в основе действия которых лежит принцип уравнивания измеряемого давления сжатого газа, заполняющего измерительную камеру прибора. Это так называемые глубинные *дифференциальные манометры*, регистрирующие приращение давления от какого-то его начального значения.

Технические данные геликсных глубинных манометров

Показатели	МГГ – 63 / 250	МГН – 2		
Пределы измерения давления, МПа	6,3	10,0	16,0	25,0
	16,0	40,0	60,0	80,0
	25,0	100,0		
Максимальная рабочая температура, °С	100,0	160,0 – 250,0		
Масса, кг.	8,0	10,0		

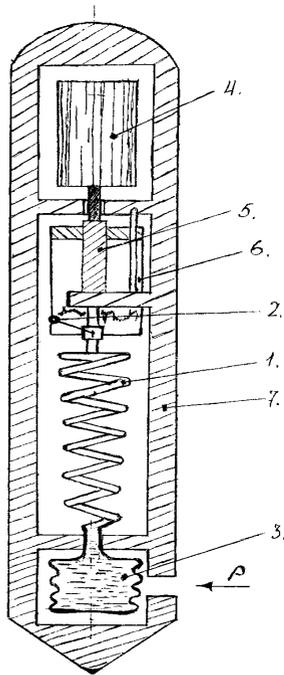


Рис. 5.1. Геликсный
глубинный манометр
МГН-2-

Конструкция манометра МГН-2 с автономной регистрацией показаний давления приведена на рис. 5.1.

Чувствительным элементом в этом типе манометров служит многovitковая пустотелая плоская пружина-геликс 1, заполненная под вакуумом изнутри легким маслом. Под воздействием давления внутри пружины каждый виток в ней разворачивается на некоторый угол вокруг вертикальной оси. Последний виток заглушен, и он поворачивается на угол, равный сумме углов всех витков. На нём же закреплено царапающее перо 2, угол поворота которого пропорционален давлению.

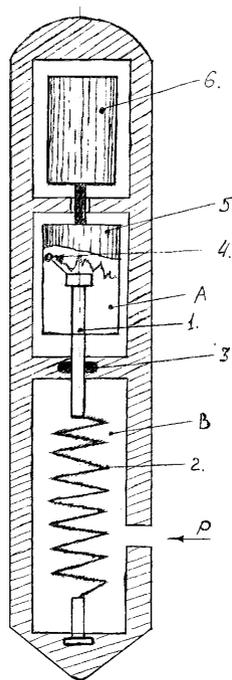
Нижний конец геликсной пружины сообщен с сильфоном 3, заполненным маслом и выполняющим роль разделителя жидкостей. Регистрация давления осуществляется с помощью следующих элементов прибора: часовой механизм 4 приводит во вращательное движение ходовой винт 5, который сообщает регистрирующей каретке 6 равномерное поступательное движение. В этой связи вертикальное перемещение каретки пропорционально времени, истекшему с момента пуска часового механизма на поверхности перед герметизацией прибора. Внутри корпуса 7 сохраняется атмосферное давление. В камере, в которой помещен сильфон, имеется отверстие для сообщения с окружающей средой. В нижней части глубинного прибора размещается максимальный термометр для регистрации температуры на забое скважины и последующего

внесения температурных поправок в показания манометра. На внутренней стороне каретки-стакана укладывается бланк, на котором перо оставляет

след. Перо пишет дугу, пропорциональную давлению, при непрерывно перемещающейся каретке. Запись ведется в координатах "давление – время". Расшифровка записей осуществляется на компараторе.

Технические данные глубинных пружинно-поршневых манометров

Показатели	МГП – 3 М	МПМ – 4	МГН – 1
Пределы измерения давления, МПа	2,5 – 25,0	0,1 – 5,0	0,2 – 4,0
	4,0 – 40,0	0,5 – 12,0	0,4 – 8,0
Максимальная рабочая температура, °С	130,0	1,0 – 18,0	8,0 – 16,0
		1,0 – 25,0	1,5 – 30,0
Масса, кг	7,0	2,9	15,0



Конструкция прибора МГП – 3М приведена на *рис. 5.2*. В манометре данного типа чувствительным элементом служит шток-поршень 1, растянутый пружиной 2. Шток 1 проходит через сальник 3, разделяющий две камеры. В верхней камере А – атмосферное давление, а в нижней камере В – давление внешней среды. Разность давлений в камерах действует на сечение поршня-штока 1, который при своем перемещении растягивает пружину.

В камере А находится перо 4, вычерчивающее на бумажном бланке вертикальную линию, равную по величине перемещению штока и пропорциональную давлению в камере В. Бланк крепится в стакане-каретке 5,

Рис. 5.2.
Пружинно-поршневой манометр МГП

которая приводится во вращение часовым механизмом 6. Камера В заполняется обычно маслом и отделена от скважинной жидкости (газа) сифоном.

Наибольшее распространение из глубинных приборов пневматического типа получил глубинный дифманометр марки ДГМ – 4М. Глубинные дифференциальные манометры обеспечивают наиболее точное измерение давления в скважине, начиная с заданной величины зависящей от давления зарядки измерительной камеры в приборе. Конструкция дифманометра ДГМ – 4М приведена на рис. 5.3.

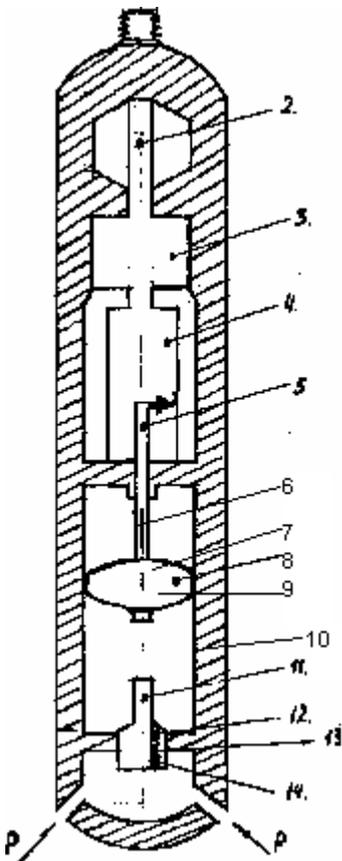


Рис. 5.3. Дифманометр ДГМ – 4М

Дифференциальный манометр состоит из двух секций – верхней и нижней, разделенных между собой поршнем с резиновой манжетой.

В верхней секции расположен часовой механизм 3, вращающий барабан 4 при помощи водильпа, который установлен таким образом, что барабан вращается с некоторым опозданием.

Время запаздывания составляет порядка 1–2 часа (это время необходимо для подготовки прибора к измерениям, спуску в скважину и термостатированию в ней). Каретка с пишущим пером 5 с помощью штанги 6 жестко соединена с поршнем 7, на котором находится разгруженная самоуплотняющаяся манжета 9. Для уменьшения трения, стенки цилиндра 10 периодически смазывают авиационным маслом. В случае превышения

пределов измерения прибора (с целью предотвращения возникновения значительных перепадов на поршень) в поршне 7 смонтирован клапан 8. Клапан 8 открывается в крайних верхнем и нижнем положениях каретки 5, чем обеспечивает сообщение обеих камер измерительного прибора. В верхнем положении он открывается под действием перепада давлений, а в нижнем упором о трубку 11. Сообщение между камерами необходимо и при проведении работ по подъёму прибора (поршень в этом случае находится в нижнем положении). В верхней и нижней камерах смонтированы клапана 2 и 13 для заполнения прибора сжатым воздухом. Клапан 13 снабжён двумя пружинами 12 и 14. Пружина 14 (более сильная) открывает клапан при давлении в скважине, меньшем на 0,04 – 0,05 МПа давления зарядки прибора. После открытия клапана давление в нижней камере становится равным давлению в скважине, и клапан, отжимаемый нижней пружиной, остается открытым. Исходя из вышесказанного, глубинный дифференциальный манометр может регистрировать как нарастание, так и уменьшение давления в скважине.

Глубинный дифференциальный манометр опускают в скважину со скоростью не более 2 м/с, время термостатирования на глубине замера 20 – 25 мин.

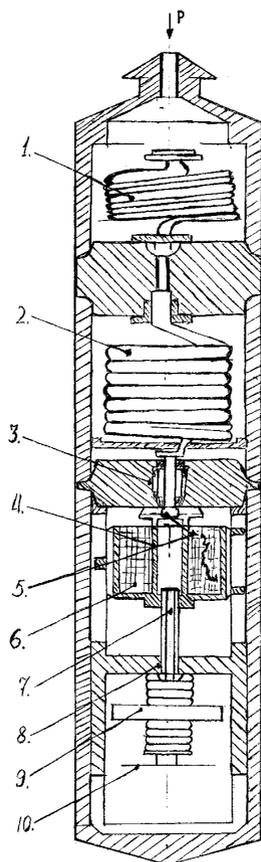
5.2. Глубинные манометрические термометры

Принципиальная схема геликсного глубинного термометра имеет различие от геликсного манометра в том, что внутренняя полость геликса сообщается с полостью термоприёмника. Термоприёмник выполнен либо в виде цилиндра со стенкой большой толщины (термобаллон), либо в виде трубки – змеевика. Внутренние полости термоприёмника и геликсной пружины могут быть заполнены жидкостью полностью (термометр ТГГ), либо на две третьих объема легкокипящей жидкостью (термометр типа "Сириус"). В таблице приведены основные параметры глубинных термометров.

Показатели	ТГГ	"Сириус"
Пределы измерения	0 – 30	0 – 60; 20 – 100;

температуры, °С	0 – 40 0 – 60	40 – 140; 80 – 180; 120 – 220; 150 – 250.
Максимальное рабочее давление, МПа	30,6	До 100,0
Габариты		
Длина, м	1,5	2
диаметр, мм	36	32

Глубинные термометры типа ТГГ имеют равномерную шкалу показаний температуры. С этой целью для уменьшения тепловой инерции в них объём термобаллона выполнен значительно большим, чем объём геликса. Термобаллон и геликс заполняются жидкостями, имеющими различные коэффициенты объёмного расширения. Пределы измерения жидкостных термометров определяются объемом термобаллона.



Глубинные термометры конденсационного типа разработаны на базе геликсных манометров типа МГН-2. Принципиальная схема данного прибора приведена на *рис. 5.4*. Как видно из рисунка, термopриёмник 1 сообщается с полостью геликса – свободный конец которого соединен с промежуточным валом 3, на котором закреплена втулка 4. На боковой поверхности втулки 4 установлено пишущее перо 5. В барабан 6 вставляется диаграммный бланк, на котором фиксируется температура. Перемещение барабана 6 по пазам в трубке 8 осуществляется с помощью часового привода 10. Через редуктор 9 привод вращает ходовой винт 7. На барабане 6 имеется центральная трубка, по поверхности которой перемещается втулка 4 с закрепленным на ней пишущим пером 5. Глубинные

Рис. 5.4. Глубинный термометр "Сирius"

приборы данного типа имеют неравномерную шкалу, что ведет к различной чувствительности их в измеряемом диапазоне температур. Пределы измерения этих приборов устанавливаются путём подбора жидкостей-заполнителей:

- в диапазоне температур 80 – 180 °С – хлористый этил;
- в диапазоне температур 150 – 250 °С – вода;
- в диапазоне температур 200 – 300 °С – толуол;
- в диапазоне температур 250 – 400 °С – анилин.

5.3. Устройства для измерения расхода (дебита) природного газа

Для измерения расхода (дебита) природного газа в промышленной практике используют расходомеры переменного перепада давления. Принцип действия данных устройств основывается на измерении перепада давления, создаваемого вследствие протекания жидкого или газообразного вещества через сужающее устройство, установленное в трубе (см. п. 3.1.3).

Получаемая разность давлений зависит от расхода и служит мерой расхода. В основе этих устройств используются три базовых элемента:

- сужающее устройство, устанавливаемое внутри трубопровода, которое создаёт перепад давления, зависящий от расхода потока;
- дифференциальный манометр, измеряющий перепад давления, градуированный в единицах расхода;
- соединительные трубки, передающие перепад давления от сужающего устройства к дифференциальному манометру.

В качестве сужающих устройств в промышленной практике применяют диафрагмы, сопла и сопла Вентури. Общий вид сужающих устройств приведен на *рис. 5.5*.

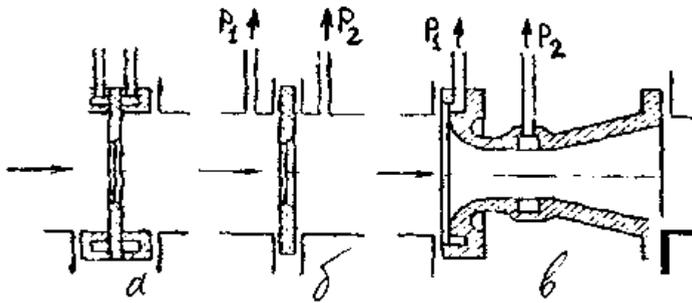


Рис. 5.5. Сужающие устройства:
 а) камерная диафрагма; б) бескамерная диафрагма; в) сопло Вентури

Диафрагма имеет вид тонкого металлического диска с круглым отверстием с острой кромкой со стороны входа потока, а с другой стороны фаску, выполненную под углом $30 - 45^\circ$. Диафрагмы выпускаются в двух модификациях:

- камерная диафрагма, располагается между двумя кольцевыми камерами, которые сообщаются с внутренней полостью трубопровода щелью или группой равномерно распределенных по окружности отверстий; такое расположение камер обеспечивает равномерное распределение давления до и после диафрагмы;

- бескамерная диафрагма, располагается между фланцами трубопровода, замер перепада давления осуществляют через отдельные цилиндрические отверстия.

Диафрагмы устанавливаются на трубопроводах диаметром не менее 50 мм при условии, чтобы модуль сужающего устройства был в диапазоне $0,05 < m < 0,70$. Толщина диска диафрагмы составляет $0,1D$. На газопроводах с диаметром труб в пределах от 125 до 250 мм устанавливаются диски диафрагм толщиной 3 мм, а на газопроводах с диаметром трубы 250 мм – толщиной 6 мм. Бескамерные диафрагмы устанавливаются на газопроводах с рабочим давлением не более 2,5 МПа (ограничение применения по давлению фланцев с гладкими полями).

Для обеспечения минимальных потерь напора в газопроводе в качестве сужающих устройств используют сопла и сопла

Вентури. Первые применяются на газопроводах с диаметром трубы не менее 50 мм при условии, чтобы модуль сужающего устройства был в диапазоне $0,05 < m < 0,65$. Сопло Вентури используется при условии, что $0,05 < m < 0,60$.

При измерении расходов газа при скоростях его истечения равной или большей критической, используется устройство называемое диафрагменным измерителем критического течения (ДИКТ).

В основе принципа измерения расхода лежит установленный факт, что с увеличением перепада давления ΔP рост расхода наблюдается только до тех пор, пока соотношение $\xi = P_2 / P_1$ не

достигнет критического значения $\xi_{кр}$, при котором с дальнейшим уменьшением его, расход через отверстие стандартной диафрагмы не изменяется.

Раздел 2. РАЗРАБОТКА СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

ГЛАВА 6. АВТОМАТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ

6.1. Структура автоматических систем регулирования, их классификация и требования, предъявляемые к ним

Технологические процессы (ТП) промышленности реализуются на соответствующих аппаратах, участках, машинах, называемых объектами автоматизации. Они представляют собой динамические системы, поведение которых во времени определяется текущими значениями ряда характерных технологических величин – температуры, расхода, уровня, различных качественных показателей. Условием

получения качественной продукции является поддержание этих величин на определенных, так называемых номинальных, заданных значениях. В силу ряда внешних причин (изменение качества и расхода сырья, параметров тепло- и хладагентов и др.) или явлений, протекающих в самом аппарате (изменение условий передачи теплоты через поверхности и др.), указанные величины могут отклоняться от заданных значений, что приводит к нарушению процесса. Все эти воздействия, нарушающие ход ТП, называются *возмущениями*. Следовательно, процессом нужно управлять.

Управление – это целенаправленное воздействие на объект, которое обеспечивает оптимальный или заданный режим его работы. При оптимальном управлении значение регулируемой величины или программа ее изменения заранее не заданы, а определяются в результате решения соответствующей задачи оптимизации. При этом эффективность работы объекта и системы оптимального управления количественно оценивается величиной критерия (показателя) оптимальности, который может иметь технологическую или экономическую природу (производительность установки, себестоимость продукции и т. п.).

Частным случаем управления является регулирование – поддержание выходных величин объекта вблизи заданных постоянных или переменных значений в целях обеспечения нормального режима его работы посредством подачи на объект управляющих воздействий. Поддержание выходных величин объекта вблизи требуемых значений осуществляется автоматическим регулятором, который является частью динамической системы, называемой *автоматической системой регулирования*.

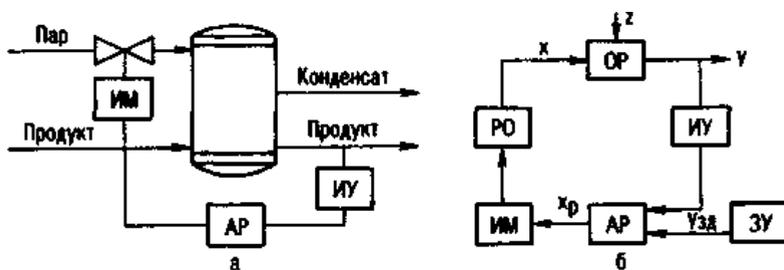


Рис. 6.1. Система регулирования температуры в теплообменнике (а) и ее структурная схема (б)

Основным элементом АСР (рис. 6.1) является объект регулирования (ОР) – технологический аппарат, машина, в которых поддерживается требуемое значение регулируемой величины y , называемой также выходной величиной объекта. В нашем примере ОР – теплообменник, регулируемая величина – температура продукта, выходящего из теплообменника. Температура может отклоняться от заданной под действием возмущений z , например изменения давления греющего пара, изменения начальной температуры и расхода продукта, подаваемого в теплообменник.

Для оценки хода процесса в объекте необходимо иметь измерительное устройство ИУ, вырабатывающее сигнал о текущем значении регулируемой величины в данный момент. Этот сигнал поступает на автоматический регулятор АР, сравнивающий текущее значение регулируемой величины с заданным $y_{зд}$, которое вырабатывается задающим устройством ЗУ. При наличии разности между этими величинами ($y - y_{зд}$) регулятор АР формирует сигнал управления x_p , который зависит от знака и значения отклонения регулируемой величины от заданной.

Сигнал управления x_p преобразуется исполнительным механизмом ИМ в перемещение регулирующего органа РО, непосредственно изменяющего значение регулирующей (входной) величины x объекта. Таким образом осуществляется регулирующее воздействие: в нашем случае изменяется подача греющего пара в теплообменник с целью ликвидировать возникшее отклонение температуры от заданного значения.

Необходимо отметить условность понятий «входная» и «выходная» величина и их отличие от входных и выходных потоков в процессе. В нашем примере подача пара и температура продукта не являются входом и выходом теплообменника в технологическом смысле (расход продукта на входе и выходе теплообменника).

При автоматизации технологических процессов используются различные АСР, которые могут быть классифицированы по нескольким признакам. По *принципу регулирования* АСР делят на действующие по отклонению, возмущению и комбинированные. Наибольшее распространение получили АСР, называемые одноконтурными и работающие по отклонению регулируемой величины y от заданного значения $y_{зд}$ (рис. 6.2, а). В них при появлении отклонения $(y - y_{зд})$ регулятор вырабатывает регулирующее воздействие на объект с целью привести регулируемую величину к заданному значению. В таких АСР регулирующее воздействие осуществляется независимо от числа, вида и места появления возмущений. АСР по отклонению являются замкнутыми, регулятор в них включен по принципу отрицательной обратной связи, т. е. сигнал, преобразуясь, передается с выхода объекта регулирования на его вход. Примем $y_{зд} = 0$, тогда регулируемую величину $y(t)$ будем рассматривать как отклонение от заданного значения.

При регулировании по возмущению (рис. 6.2, б) регулятор $АР_B$ получает информацию о текущем значении основного возмущающего воздействия z_1 . При изменении его и несовпадении с номинальным значением $z_{1зд}$ регулятор формирует регулирующее воздействие $x_{рв}$, направляемое на объект. В таких АСР возмущающее воздействие может быть компенсировано еще до появления отклонения на выходе объекта. Обычно такие АСР строят по основному возмущению, например по нагрузке объекта. Нагрузкой является количество энергии или вещества, расходуемого при технологическом процессе в объекте. В контур регулирования такой АСР не поступают сигналы о текущем значении регулируемой величины y , поэтому АСР не реагирует на ее изменения в результате действия других возмущений. АСР по возмущению являются разомкнутыми.

В комбинированных АСР (рис. 6.2, в) совместно используются принципы регулирования по отклонению и по возмущению. В результате удается получить более высокое качество регулирования.

По характеру изменения заданного значения регулируемой величины АСР подразделяются на системы автоматической стабилизации, в которых заданное значение устанавливается постоянным; системы программного управления, в которых заданное значение регулируемой величины изменяется во времени по некоторому заранее заданному закону-программе; следящие системы, в которых заданное значение является функцией внешней независимой технологической величины. Разновидностью следящих систем являются системы регулирования соотношения двух величин, например расходов двух продуктов.

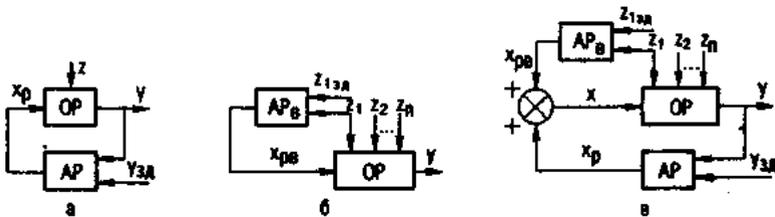


Рис. 6.2. Структурные схемы АСР по отклонению (а), по возмущению (б) и комбинированные (в)

При действии на вход объекта возмущения, на его выходе появляется отклонение регулируемой величины и, следовательно, начинает работать автоматический регулятор. В результате в замкнутой системе протекает процесс

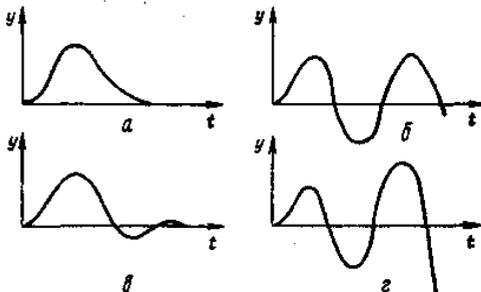


Рис. 6.3. Переходные процессы в АСР: а – аperiodический; б – колебательный с постоянной амплитудой; в – колебательный затухающий; г – колебательный расходящийся

регулирования выходной величины, или переходный процесс (рис. 6.3). Он может быть не колебательным (апериодическим

), колебательным затухающим, колебательным незатухающим с постоянной амплитудой колебаний и колебательным расходящимся с увеличивающейся амплитудой. Очевидно, что АСР, в которых проходит колебательный процесс с увеличивающейся амплитудой, неработоспособны, так как с течением времени отклонение регулируемой величины от заданного значения не уменьшается, а, наоборот, возрастает. Такие АСР называются *неустойчивыми*.

Если в системе возможен переходный колебательный процесс с постоянной амплитудой колебаний, то такая АСР находится на границе устойчивости. Практически она тоже неработоспособна, так как любые незначительные изменения параметров объекта или регулятора могут стать причиной превращения ее в неустойчивую АСР. Это справедливо для АСР непрерывного действия. В системе с двухпозиционной АСР (см. п. 6.2.) регулируемая величина совершает незатухающие колебания (автоколебания).

Устойчивыми являются АСР, в которых протекают только аperiodические или колебательные затухающие переходные процессы. Устойчивость АСР зависит от сочетания динамических характеристик объекта и регулятора. К АСР предъявляются также определенные требования по качеству регулирования, которое принято оценивать по показателям переходного процесса при скачкообразном входном воздействии.

Основными показателями, характеризующими аperiodический переходный процесс в замкнутой АСР (рис. 6.4, а), являются следующие: максимальное динамическое отклонение регулируемой величины u_1 ; остаточное отклонение регулируемой величины после окончания переходного процесса $u_{ост}$; время процесса регулирования t_p , по окончании которого отклонение регулируемой величины от установившегося значения будет меньше заданного Δu , определяемого требованиями к качеству регулирования.

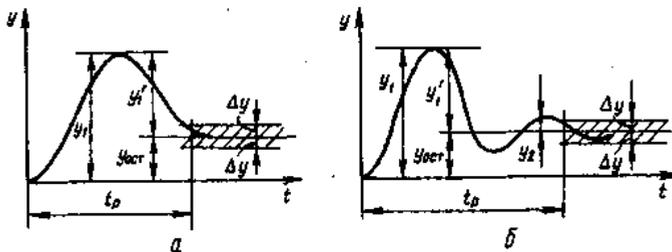


Рис. 6.4. Показатели качества переходного процесса:
 а – аperiodического; б – колебательного затухающего

Колебательный затухающий переходный процесс (рис. 6.4, б), кроме того, характеризуется степенью затухания:

$$\psi = (y'_1 - y_2) / y'_1$$

Для устойчивых АСР $0 < \psi < 1$, причем чем ближе ψ к единице, тем больше запас устойчивости системы, тем ближе переходный процесс к аperiodическому.

6.2. Автоматические регуляторы и их характеристики

Наиболее важной характеристикой автоматических регуляторов (АР) является закон регулирования – уравнение, связывающее перемещение регулирующего органа (РО) с отклонением регулируемой величины. Как и любой другой элемент АСР, автоматический регулятор может иметь линейную и нелинейную характеристики. В данной книге в основном рассматриваются линейные АР, из нелинейных АР приводятся сведения только о позиционных.

Позиционными называются АР, у которых регулирующее воздействие принимает только ограниченное число определенных значений. Регулирующий орган в такой АСР может занимать соответствующее число определенных положений (позиций), причем его перемещение из одного положения в другое происходит практически мгновенно. Позиционные АР делятся на несколько разновидностей в зависимости от числа возможных положений РО. Рассмотрим

основные их свойства на примере наиболее простых и распространенных двухпозиционных АР.

Как показывает название, регулирующий орган двухпозиционного регулятора может занимать только два положения

(рис. 6.5, а). Если отклонение регулируемой величины превышает значение y_{max} , соответствующее верхней настройке АР, то РО переключается в положение, при котором регулирующее воздействие на объект минимально (x_{min}). Автоматический регулятор настраивается так, чтобы при переключении РО регулирующее воздействие заведомо превышало действие возмущения. В результате отклонение регулируемой величины начинает уменьшаться, однако РО остается в том же положении, пока отклонение регулируемой величины не достигнет нижнего значения настройки АР (y_{min}). В этот момент РО переключается в положение, при котором регулирующее воздействие на объект увеличивается до максимального (x_{max}). В результате преобладающего действия возмущения отклонение регулируемой величины вновь начнет возрастать. Таким образом, в АСР с двухпозиционным АР регулируемая величина совершает незатухающие колебания, так называемые *автоколебания*. Качество такого переходного процесса оценивается периодом автоколебаний T_a и их амплитудой y_a . На рис. 6.5, б изображен переходный процесс в АСР, состоящей из двухпозиционного АР и статического объекта с запаздыванием. Амплитуда y_a и период колебаний T_a такого процесса увеличиваются с ростом инерционности и запаздывания объекта и при повышении диапазона настройки регулятора $y_{max} - y_{min}$.

По виду закона регулирования АР непрерывного действия делятся на интегральные (И-регуляторы), пропорциональные (П-регуляторы), пропорционально-интегральные (ПИ-регуляторы) и пропорционально-интегрально-дифференциальные (ПИД-регуляторы).

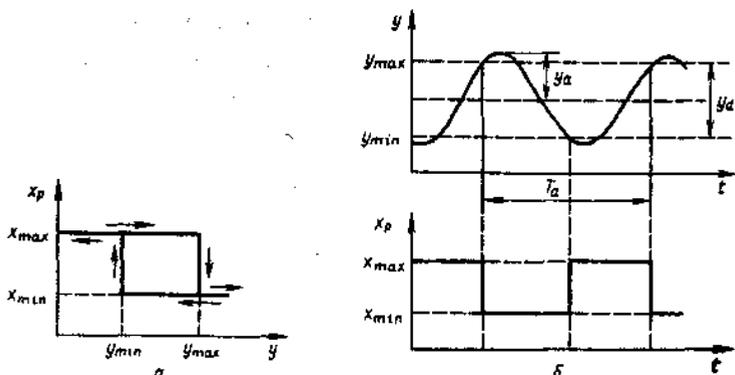


Рис. 6.5. Двухпозиционная АСР:

а – статическая характеристика двухпозиционного АР;
 б – переходный процесс и изменение регулирующего воздействия

Интегральные регуляторы. Интегральным (И-регулятором) называется такой регулятор, у которого скорость перемещения регулирующего органа пропорциональна отклонению регулируемого параметра от заданного значения. Перемещение РО в нем пропорционально интегралу отклонения регулируемой величины. Отсюда и его название “интегральный”, или сокращенно И – регулятор.

Рассмотрим интегральный регулятор давления прямого действия (рис. 6.6), не использующий внешней энергии для перемещения РО. Давление среды, являющееся регулируемой величиной, передается по трубке 1 и воздействует на мембрану 6. Давление среды создает на активной поверхности мембраны некоторое усилие, которое передается штоком 5 золотнику клапана 4. Одновременно на шток действует усилие, создаваемое противовесом 3 на большом плече рычага 2. Если эти усилия, направленные в противоположные стороны, взаимно уравновешиваются, то золотник остается неподвижным. Давление регулируемой среды, при котором усилие мембраны уравновешивается усилием груза, задано. Установка заданного значения регулируемого давления осуществляется перемещением груза 3 по рычагу 2.

Если давление среды изменилось (например, увеличилось по сравнению с заданным значением), то нарушается равновесие сил, действующих на шток. Он перемещается вниз, и золотник прикрывает отверстие клапана, уменьшая давление в линии после регулятора. Скорость перемещения золотника пропорциональна действующему на шток усилию, т. е. пропорциональна отклонению регулируемой величины (давлению). Золотник перемещается в одну сторону до тех пор, пока регулируемое давление вновь станет равно заданному значению, и усилия, действующие на шток, уравниваются. Это состояние равновесия может наступить при любом положении золотника.

Таким образом, у И-регулятора нет жесткой зависимости между отклонением регулируемой величины и положением РО. В момент прекращения работы АР регулирующей орган может занимать любое положение в пределах возможного диапазона перемещений.

Основное достоинство интегральных регуляторов — отсутствие остаточного отклонения регулируемой величины по окончании процесса регулирования. Это объясняется тем, что регулирующее воздействие И-регулятора на объект прекращается в тот момент, когда отклонение регулируемой величины от заданного значения становится равным нулю. Недостатком И-регуляторов является относительно низкая скорость, которая характеризуется значением параметра настройки регулятора S_0 . Чем больше это значение, тем выше скорость регулирования.

Пропорциональные регуляторы. Пропорциональным (П-регулятором) называется такой регулятор, у которого перемещение РО пропорционально отклонению регулируемой величины от заданного значения.

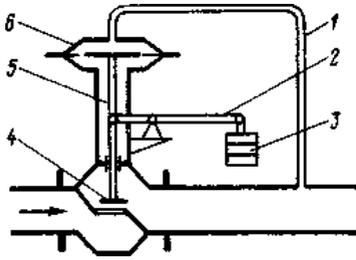


Рис. 6.6. Интегральный регулятор давления прямого действия

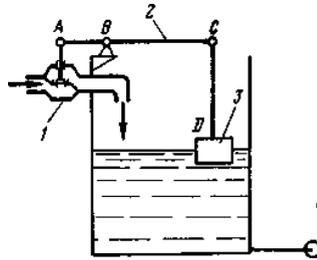


Рис. 6.7. Пропорциональный регулятор уровня прямого действия

Как и интегральные, П-регуляторы бывают прямого и непрямого действия. В П-регуляторе уровня прямого действия (рис. 6.7) измерительным элементом служит поплавок 3, преобразующий изменения уровня в линейные перемещения, которые вызывают поворот рычага ABC 2 относительно точки B . Ко второму концу рычага прикреплен шток 1 регулирующего органа, изменяющего регулирующее воздействие (приток жидкости в бак).

Если приток равен стоку, а уровень в баке – заданному значению, то поплавочный выключатель неподвижен и регулятор не воздействует на процесс, так как $x_p(t) = 0$ (заданное значение уровня устанавливается длиной тяги CD). При изменении, например увеличении, стока равновесие системы нарушается и уровень начинает уменьшаться. Отклонение уровня, воспринимаемое поплавком, передается регулирующему органу, который воздействует на приток в сторону уравнивания его со стоком (увеличения).

Коэффициент пропорциональности между отклонением уровня и изменением притока можно менять, изменяя соотношение плеч рычага ABC . В такой АСР каждому значению регулируемой величины соответствует определенное положение объекта регулирования. Это свойство статических регуляторов является причиной возникновения остаточного отклонения регулируемой величины при изменении нагрузки объекта. Действительно, для восстановления состояния равновесия объекта при новом значении нагрузки приток (т. е.

регулирующее воздействие) должен изменяться по отношению к его исходному значению при номинальной нагрузке. Однако это возможно только при новом положении поплавка, а значит, при другом значении регулируемой величины, которое уже не будет равно заданному. Остаточное отклонение регулируемой величины тем больше, чем меньше величина коэффициент пропорциональности.

Знак регулирующего воздействия изменяется одновременно с переменной направления изменения регулируемой величины независимо от знака ее отклонения. В рассматриваемом примере направление перемещения регулирующего органа определяется только направлением перемещения поплавка, которое совпадает с направлением изменения уровня.

Основным преимуществом П-регулятора по сравнению с И-регулятором является более высокая скорость регулирования, которая пропорциональна скорости изменения регулируемой величины. Благодаря этому П-регулятор быстрее приводит объект к новому состоянию равновесия. Главный недостаток П-регулятора – наличие остаточного отклонения регулируемой величины.

ГЛАВА 7. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

7.1. Анализ технологического процесса как объекта управления

Нефтегазодобывающая промышленность объединяет много отраслей народного хозяйства. Предприятия этих отраслей в ходе разных производственных процессов выпускают широкий ассортимент высококачественной продукции. Производственные процессы можно рассматривать как набор последовательных технологических операций, связанных с добычей и подготовкой сырья, непосредственной его обработкой и получением готовой продукции. Для современных крупных производств, удельный вес которых растет во всех отраслях нефтегазовой промышленности, характерно наличие

разнородных процессов, связанных материальными и энергетическими потоками.

На стадии проектирования систем автоматизации производственных процессов технологические объекты управления (ТОУ) требуют тщательного анализа. При этом анализ должен быть системным, предполагающим исследование производственного процесса с точки зрения технического оснащения и технологии, качества сырья и готовой продукции, организации управления процессом. В процессе анализа изучаются технологические процессы конкретного производства, выявляются величины, характеризующие процесс, находятся взаимосвязи между ними.

Текущее состояние ТОУ (рис. 7.1) определяют следующие величины:

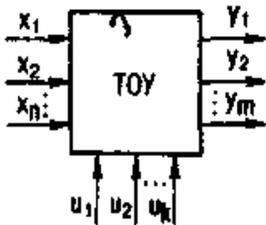


Рис. 7.1. Технологический процесс как объект управления

– входные x_1, x_2, \dots, x_n , характеризующие качество и количество исходной продукции (сырья или продукции предыдущего ТП) и энергетических потоков;

– выходные y_1, y_2, \dots, y_m , характеризующие состояние (температуру, расход, давление) и свойства (состав, плотность, вязкость) продукции рассматриваемого процесса;

– регулирующее воздействие u_1, u_2, \dots, u_k , при помощи которых

поддерживается технологический режим.

Результатом анализа ТОУ является определение конкретных задач рациональной структуры системы автоматизации.

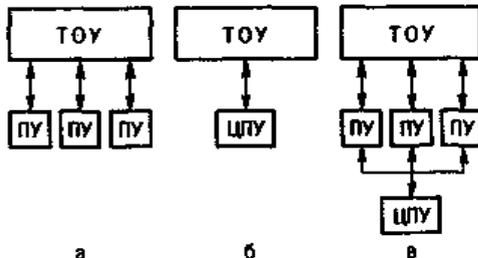


Рис. 7.2. Структурные схемы систем автоматизации: а – децентрализованные; б – централизованной одноуровневой; в – централизованной двухуровневой

Наиболее простыми структурами систем автоматизации являются одноступенчатые децентрализованные системы (рис. 7.2, а).

Такие системы находят применение для производств, в которых ТП функционально не связаны или слабо связаны между собой. В этих системах создаются индивидуальные пункты управления (ПУ) для каждого участка или отделения производства, которые оснащаются всеми необходимыми средствами автоматизации. В них решаются следующие задачи: измерение и контроль технологических величин, сигнализация их предельных значений, поддержание параметров, определяемых технологическим регламентом. В этих системах для ТП одного типа (например, процесса нагревания), несмотря на различия в аппаратурном оформлении и свойствах перерабатываемого продукта, используются типовые решения по автоматизации. Сложность привязки системы автоматизации к конкретному оборудованию заключается в правильном выборе регулируемых величин и точек контроля, обеспечивающих систему необходимой и достаточно точной информацией.

Автоматизация производств нефтегазовой промышленности в настоящее время характеризуется разной степенью оснащённости процессов системами автоматизации. Технологические объекты управления – агрегаты, установки, линии и цехи предприятий – все чаще оснащают централизованными системами автоматизации (*рис. 7.2, б*). В этих системах на центральный пункт управления (ЦПУ) выносятся вся информация об объекте. Опыт эксплуатации на предприятиях нефтегазовой промышленности централизованных систем выявил ряд недостатков такой структуры: снизилась надёжность функционирования системы автоматизации из-за невозможности исправления ошибок на ЦПУ; выросли затраты на техническое оснащение ЦПУ и линий связи, что обусловлено концентрацией всей оперативной информации на ЦПУ; усложнилась организация ремонтных и профилактических работ на ЦПУ для предприятий с непрерывным ТП, работающих круглосуточно.

Перечисленные недостатки явились основанием для разработки централизованных двухуровневых систем автоматизации (*рис. 7.2, в*), в которых ЦПУ дополняет индивидуальные пункты управления, реализующие те же задачи, что и в децентрализованных системах. В ЦПУ (верхний

уровень) обрабатывается информация о ТОУ и формируются команды, изменяющие режимы работы отдельных агрегатов ТОУ.

Централизованные системы автоматизации сложных объектов, к которым можно отнести большинство современных предприятий нефтегазовой промышленности, получают широкое распространение по мере использования средств вычислительной техники (ВТ) для обработки и анализа больших объемов информации, поступающей на ЦПУ. Концентрация информации о ТОУ на ЦПУ позволяет оперативно использовать ее для реализации оптимального управления объектом, обеспечивающего не только увеличение производительности технологического оборудования, повышение качества выпускаемой продукции, снижение потерь сырья, но и новую организацию управления — оперативный расчет технико-экономических показателей, координацию работы отдельных производственных агрегатов и предприятия в целом. Системы автоматизации, имеющие в структурной схеме средства ВТ, называют *автоматизированными системами управления технологическими процессами* (АСУ ТП).

7.2. Схемы автоматизации технологических процессов

Схемы автоматизации технологических процессов (СА ТП) являются основным техническим документом, определяющим оснащение объекта управления средствами автоматизации. При разработке СА ТП решают следующие задачи: получение информации о состоянии ТОУ; контроль, измерение, регистрация и сигнализация параметров процесса и состояния оборудования; регулирование технологических параметров процесса; управление оборудованием; размещение средств автоматизации на щитах, пультах и технологическом оборудовании.

Задачи автоматизации решаются с использованием технических средств, включающих отборные устройства, средства получения первичной информации, средства преобразования и переработки информации, средства представления и выдачи

информации обслуживающему персоналу и вспомогательные устройства.

При разработке СА ТП следует руководствоваться следующими принципами:

1) при выборе технических средств автоматизации необходимо учитывать характер ТП, условия пожаро- и взрывоопасности процесса, токсичность и агрессивность окружающей среды; параметры и физико-химические свойства измеряемой среды; дальность передачи сигналов информации от места установки измерительных преобразователей до пунктов контроля и управления; требования к системе управления по надежности, точности и быстродействию;

2) СА ТП должны строиться на базе серийно выпускаемых средств автоматизации и ВТ; при этом желательно использовать унифицированные системы ГСП, характеризующиеся простотой сочетания, взаимозаменяемостью, удобством компоновки на щитах и пультах управления;

3) в случаях, когда системы автоматизации не могут быть построены на базе только серийной аппаратуры, в процессе проектирования выдаются технические задания на разработку новых средств автоматизации (например, датчиков анализа качества нефтегазовых сред);

4) выбор средств автоматизации, использующих вспомогательную энергию (электрическую или пневматическую),

определяется условиями пожаро- и взрывоопасности автоматизируемого объекта, требованиями к быстродействию и дальности передачи сигналов информации и управления;

5) количество приборов, аппаратуры сигнализации и управления,

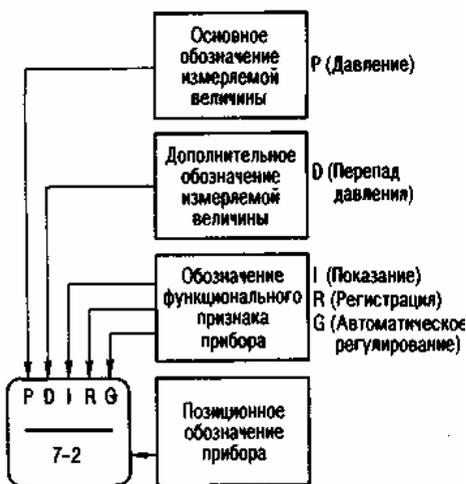


Рис. 7.3. Принцип построения условного обозначения прибора по ГОСТ 21.404—85

устанавливаемых на диспетчерских щитах и пультах, должно быть ограничено. Избыток аппаратуры отвлекает внимание обслуживающего персонала от основных средств автоматизации, определяющих ход ТП, усложняет эксплуатацию установки, увеличивает ее стоимость;

б) в процессе разработки СА ТП нужно учитывать возможность наращивания функций управления в системе.

В верхней части чертежа СА изображают технологическую схему, которая должна давать представление о принципе работы ТООУ. На технологическом оборудовании и коммуникациях показывают отборные устройства, датчики, регулируемую и запорную арматуру, определяя тем самым относительное расположение мест отбора измерительных сигналов и подачи команд управления. Приборы и средства автоматизации на СА изображают в соответствии с ГОСТ 21.404–85 (приложение 1). Стандарт устанавливает два метода построения условных обозначений приборов и средств автоматизации: упрощенный и развернутый.

При упрощенном методе построения приборы и средства автоматизации, осуществляющие сложные функции, например контроль, регулирование и сигнализацию, и выполненные в виде отдельных блоков, изображают одним условным обозначением. Устройства, выполняющие вспомогательные функции (фильтры, редукторы, усилители, источники питания, монтажные элементы и пр.), не изображают. При развернутом методе построения каждый прибор или блок изображают отдельным условным обозначением.

Построение условного обозначения прибора иллюстрирует *рис. 7.3.*

В верхней части графического изображения наносят буквенные обозначения измеряемой величины и функциональных признаков прибора, в нижней части – позиционное обозначение прибора или комплекта средств автоматизации.

Комплектом называется совокупность средств, предназначенных для измерения, сигнализации или регулирования одного параметра. Все приборы комплекта средств автоматизации обозначаются одним номером, а каждой

его составной части (измерительному, регулируемому прибору и другим элементам) присваивается дополнительный цифровой индекс. Полный номер каждого элемента комплекта аппаратуры состоит из двух частей (например, 2–1, 7–2).

Присвоение дополнительных цифровых индексов в комплекте аппаратуры производится в такой последовательности: датчик, измерительный или регулирующий прибор, переключатель и т. д. Позиционное обозначение элемента СА сохраняется за ним во всех материалах проекта. Первая буква в обозначении прибора или устройства (кроме устройств ручного управления) является наименованием измеряемой величины. Буквенные обозначения устройств, предназначенных для ручных операций (кнопка, ключ управления и др.), должны начинаться с буквы Н. Порядок расположения буквенных обозначений функциональных признаков прибора обусловлен последовательностью: I, R, C, S, A.

На *рис. 7.4* в качестве примера приведена СА участка ТП, на котором реализованы АСР температуры и расхода продукта, подаваемого на обработку; АСР давления пара в магистрали; позиционная АСР уровня в накопительной емкости; система управления электроприводом насоса.

При разработке СА ТП принято изображать щиты и пульты управления в виде прямоугольников в нижней части поля чертежа. В зону этих прямоугольников выносят аппаратуру контроля, регулирования, сигнализации и управления. На участках линий связи элементов одного комплекта указывают предельные рабочие значения измеряемых и регулируемых величин.

Электроаппаратуре (электроизмерительным приборам, сигнальным лампам, кнопкам, ключам управления, звонкам и т. п.), изображаемой в СА ТП, присваивают цифро-буквенные обозначения, принятые на принципиальных электрических схемах (см. п. 7.4). Позиционные обозначения некоторых приборов и средств автоматизации, таких как регуляторы прямого действия, показывающие термометры, манометры, состоят только из порядкового номера (на *рис. 7.4* это регулятор давления прямого действия *РС3*, прибор для измерения температуры *Т15*, сигналь-

ные лампы *HL1*, *HL2*, *HL3*, магнитный пускатель *KM1*, кнопки управления *SB1* и *SB2*).

Приборы и средства автоматизации, установленные вне щитов и пультов и не связанные непосредственно с технологическим оборудованием и коммуникациями, условно показывают в прямоугольнике «приборы по месту». Этот прямоугольник изображают над прямоугольником щитов и пультов управления.

В технологической схеме сборник *I* предназначен для компенсации неравномерностей в подаче продукта на переработку, а сборник *II* является накопительным. Схемой автоматизации предусмотрено двухпозиционное регулирование уровня в нем. Датчики уровня *1-1* (верхнего) и *1-2* (нижнего) подают сигналы на позиционное регулирующее устройство *1-3*, воздействующее на электромагнитный клапан *1-4*, управляющий подачей продукта в сборник. Стабилизацию температуры продукта, подаваемого на обработку насосом *IV*, обеспечивает АСР, включающая датчик *2-1*, показывающий и регулирующий прибор *2-2*, исполнительный механизм *2-4* и регулирующий орган *2-5*, который изменяет подачу теплоносителя в теплообменник *III*. В АСР предусмотрена возможность управления регулирующим органом посредством панели дистанционного управления *2-3*, установленной на щите.

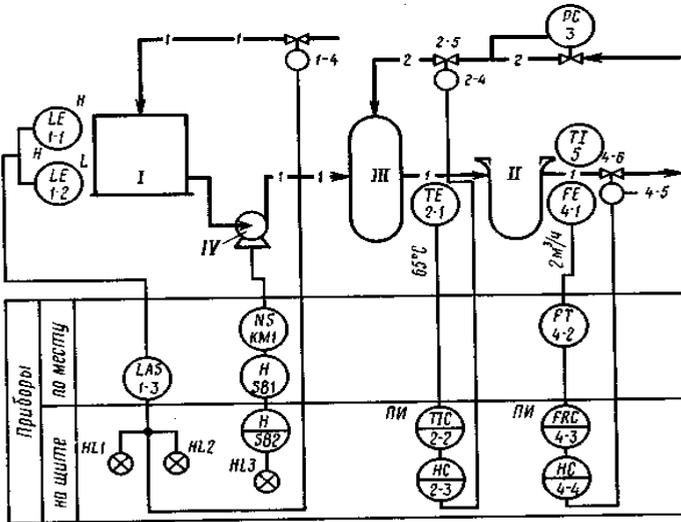


Рис. 7.4. Схема автоматизации участка технологического процесса

В АСР стабилизации расхода продукта сигнал от датчика 4-1, установленного на трубопроводе, через промежуточный преобразователь 4-2 попадает на показывающий самопишущий и регулирующий прибор 4-3. В рассматриваемом контуре величина расхода определяется степенью дросселирования потока, зависящей от степени открытия регулирующего клапана 4-6. Часто на СА рядом с изображением регуляторов дают условное обозначение реализуемого ими закона регулирования. Регуляторами 2-2 и 4-3 реализуется ПИ-закон регулирования.

Тип, марка и основные характеристики используемых в СА ТП средств автоматизации приводятся в спецификации, которая является составной частью текстового материала любого проекта автоматизации. При изображении сложных СА ТП с большим числом средств автоматизации во избежание изломов и пересечения линий связи их обрывают и нумеруют. Нумерация разрывов линий связи выносится на базовые линии, причем со стороны щитовых приборов нумерация дается в возрастающем порядке. Такой метод выполнения СА называют *адресным*.

7.3. Принципиальные электрические и пневматические схемы

Принципиальные электрические схемы (ПЭС). Эти схемы определяют состав элементов, входящих в узлы системы автоматизации, отражают связи между ними, способы электропитания приборов и средств автоматизации. Исходным материалом для разработки ПЭС являются СА ТП. ПЭС, в свою очередь, служат основанием для разработки схем соединений (монтажных схем), чертежей фасадов щитов и другой технической документации.

ПЭС выполняют в соответствии с требованиями ГОСТов, которые регламентируют правила выполнения схем, условные графические и буквенные обозначения элементов схем, маркировку участков электрических цепей (приложения 2, 3). Разработку ПЭС ведут в таком порядке: на основе СА формулируют требования к ПЭС и устанавливают последовательность действия ее элементов; каждое из сформулированных требований изображают в виде элементарных цепей; элементарные цепи объединяют в общую схему; производят выбор аппаратуры и расчет электрических параметров отдельных элементов (сопротивлений, обмоток реле, нагрузки контактов и т. п.); проверяют и корректируют схему.

При разработке ПЭС руководствуются следующими соображениями и требованиями:

1) для простоты и наглядности в схемах используется принцип развертки, заключающийся в том, что элементы аппаратов и приборов, действующих в разных цепях, располагают вне зависимости от их конструктивной связи в соответствии с логикой действия схемы;

2) последовательность изображения элементарных электрических цепей должна соответствовать порядку срабатывания отдельных узлов контроля, сигнализации, управления и регулирования;

3) контакты, а также другие переключающие устройства показываются в нормальном положении, т.е. при отсутствии в цепи тока или внешнего механического воздействия;

4) против каждой цепи управления с правой стороны даются лаконичные поясняющие надписи. Надпись каждой цепи

отделяется от соседних надписей линиями в местах разделения этих цепей (рис. 7.5);

5) каждому аппарату, используемому в ПЭС, присваивается условное буквенное обозначение, которое распространяется на все его элементы, изображенные на схеме. При использовании в схеме нескольких однотипных элементов к буквенному обозначению добавляется цифровая приставка в виде арабских цифр. Например, при наличии в схеме трех промежуточных реле их обозначения $K1, K2, K3$;

6) для удобства чтения ПЭС, а также возможности составления по ним другой документации проекта на них производится маркировка цепей. Силовые цепи переменного тока маркируют буквами, обозначающими фазы, и последовательными числами (А, В, С, N, А1 и т. д.); цепи управления, сигнализации, защиты, блокировки и измерения маркируют последовательными числами (рис. 7.6). Участки цепей, разделенные контактами аппаратов, катушками реле, различными коммутирующими устройствами, аппаратурой сигнализации и т. п., имеют разную маркировку. Участки, сходящиеся в одном узле ПЭС, а также проходящие через разъемные контактные соединения, маркируются одинаково.

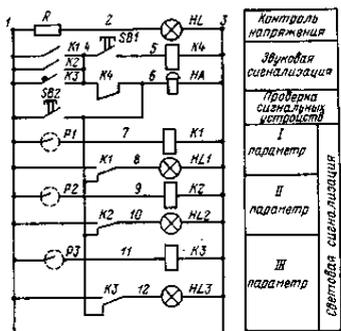


Рис. 7.5. ПЭС технологической сигнализации

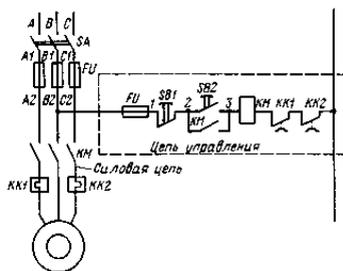


Рис. 7.6. ПЭС управления неперевисным асинхронным электродвигателем с короткозамкнутым ротором

Содержание ПЭС определяется спецификой производственного процесса, для которого разрабатывается система автоматизации. В ПЭС обязательно должно входить следующее: схема главных (силовых) цепей; элементные схемы управления, регулирования, измерения, сигнализации и электропитания с соответствующими поясняющими надписями; диаграммы работы (включения) контактов ключей и программных устройств; перечень элементов, входящих в ПЭС.

Рассмотрим подробнее построение ПЭС на конкретных примерах. Пуск асинхронного электродвигателя (см. *рис. 7.6*) производится нажатием кнопки *SB2*. При этом замыкается цепь питания обмотки магнитного пускателя *KM*. При срабатывании пускателя его контакты в силовой цепи включают электродвигатель, а в цепи управления блокируют кнопку *SB2*. Отключение электродвигателя производится нажатием кнопки *SB1*, разрывающей цепь питания обмотки пускателя. Защита электродвигателя от перегрузок осуществляется тепловыми реле *KK1* и *KK2*, нагревательные элементы которых включены в две фазы силовой цепи, а контакты – в цепь питания обмотки пускателя. Защита электродвигателя и цепи управления от коротких замыканий осуществляется предохранителями *FU*. Рубильник *SA* предназначен для отключения цепей питания и управления при осмотре или ремонте. В трехфазных цепях с заземленной нейтралью питание цепей управления производится фазным напряжением 220 В.

Принципиальные пневматические схемы. Автоматизация ТП во многих отраслях пищевой промышленности связана с применением пневматических средств автоматизации, которые используются как самостоятельно, так и совместно с электрическими устройствами. Принципиальные пневматические схемы (ППС), так же как и ПЭС, отражают полный набор элементов, входящих в функциональные узлы систем автоматизации. Характерной особенностью средств пневмоавтоматики является совмещение в одном приборе нескольких традиционных функций. Так, вторичный измерительный прибор с встроенной станцией управления (например, ПВ10.2Э) выполняет функции контроля, формирования сигнала задания, ручного дистанционного управления и др.

Пневматические средства автоматизации на ППС изображают в виде прямоугольников (без масштаба) с указанием внутри или вблизи от них условного обозначения и заводского типа устройства. Внутри прямоугольников должны быть указаны номера присоединительных штуцеров приборов и устройств для подключения импульсных, командных и питающих линий связи. Вспомогательные устройства, такие как фильтры, редукторы, показывающие манометры для контроля давления воздуха, запорная арматура, на ППС показывают только в том случае, если не разрабатывается схема пневмопитания.

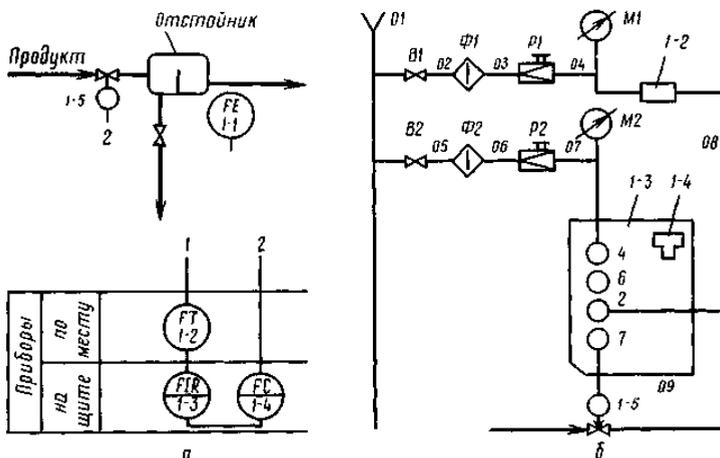


Рис. 7.7. Схема регулирования расхода жидкого продукта
а – схема автоматизации; б – принципиальная пневматическая схема

В качестве примера на рис. 7.7 представлены схемы регулирования расхода жидкого продукта. В контуре регулирования использовано измерительное сужающее устройство 1-1, мембранный дифманометр с пневмовыходом 1-2, вторичный показывающий прибор системы СТАРТ с встроенной станцией управления 1-3, регулятор системы СТАРТ и пневматический исполнительный механизм 1-5. На ППС изображены две линии пневмопитания (датчика расхода и приборов, смонтированных на щите управления) с полным набором вспомогательных элементов: запорный вентиль (В),

фильтр воздуха (Φ), редуктор давления (P), технический малогабаритный манометр (M). На ППС сохраняются цифровые обозначения основных средств автоматизации.

7.4. Щиты и пульты

Щиты и пульты систем автоматизации предназначены для размещения на них контрольно-измерительных приборов, сигнальных устройств, аппаратуры управления, автоматического регулирования, защиты, блокировки, линий связи между ними.

Щиты и пульты устанавливаются в производственных или специальных щитовых помещениях – диспетчерских операторских пунктах. Основные типы щитов и пультов имеют следующие условные обозначения: щит шкафной с задней дверью ЩШ-ЗД; щит шкафной с задней дверью, открытый с двух сторон, ЩШ-ЗД-О2; щит шкафной с задней дверью, открытый с правой стороны, ЩШ-ЗД-ОП; щит шкафной трехсекционный ЩШ-3; щит шкафной трехсекционный, открытый с двух сторон, ЩШ-3-02; щит шкафной малогабаритный ЩШМ; щит панельный с каркасом ЩПК; щит панельный с каркасом, закрытый с правой стороны, ЩПК-ЗП; щит панельный с каркасом двухсекционный ЩПК-2; пульт П; пульт правый П-П; пульт с наклонной приборной приставкой ПНП.

Щиты шкафные и панельные выпускают двух модификаций, различающихся по числу лицевых панелей в одной секции. Щиты исполнения I имеют в каждой секции две лицевые панели, щиты исполнения II – три. При проектировании щитов СА ТП рекомендуется в первую очередь применять щиты исполнения II. Фасадные панели этого исполнения наиболее технологичны в изготовлении благодаря минимальным размерам и применению автоматизированного процесса изготовления.

При проектировании систем автоматизации рекомендуется применять: в производственных помещениях щиты шкафные одиночные и многосекционные с задними дверями, а также малогабаритные; в щитовых помещениях эти же щиты используются для установки аппаратуры при наличии особых условий (например, при установке аппаратуры с открытыми

токоведущими частями); в диспетчерских и операторских помещениях щиты панельные с каркасом; в щитовых и производственных помещениях пульта в качестве устройств для размещения аппаратуры управления и сигнализации.

Компоновка приборов и аппаратуры на фасадных панелях щитов выполняется в соответствии с рекомендациями соответствующих руководящих материалов. Поле *I* (рис. 7.8) фасадной части щитов является декоративным и не предназначено для установки приборов. Поля *II* и *IV* предназначены для размещения самопишущих и регистрирующих приборов, а также органов управления. На поле *III* рекомендуется размещать сигнальную арматуру и малогабаритные показывающие приборы. Для наглядности функций контроля и управления технологическим процессом в ряде случаев на щиты наносят с помощью условных символов мнемоническую схему технологического процесса.

Под приборами и аппаратурой в стандартных рамках выполняют поясняющие надписи. На внутренних плоскостях щитов, дверях малогабаритных щитов размещают электро- и пневмоаппаратуру, изделия для монтажа электрических и трубных проводов.

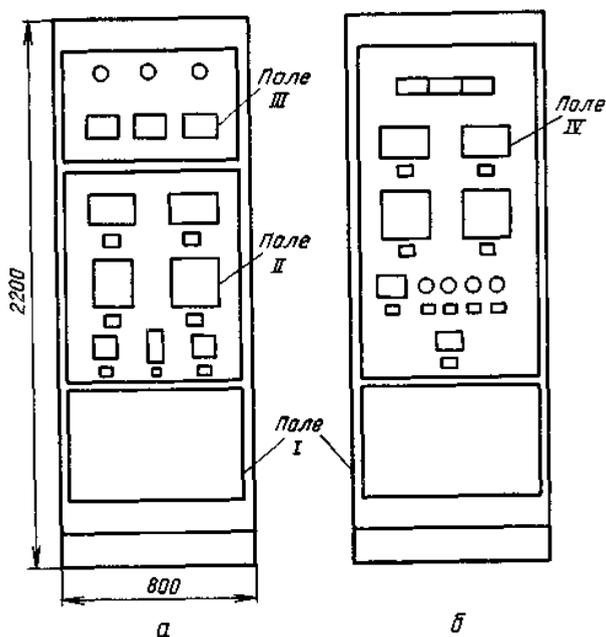


Рис. 7.8. Пример расположения приборов на щите:
а – исполнение II; б – исполнении I

Основным техническим документом на щиты и пульты управления является чертеж общего вида. Он содержит вид спереди, вид на внутренние плоскости, таблицу надписей, перечень составных частей.

ГЛАВА 8. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

8.1 Назначение и цели создания автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП)

Предприятия переработки сырья нефтегазодобычи оснащены высокопроизводительным оборудованием и используют передовую многостадийную технологию. Для них характерны непрерывные изменения в технологии и структуре производства, широкая производственная кооперация.

Закономерным следствием этого является расширение задач и функций управления, рост технической оснащенности и численного состава управленческого персонала.

Повышение производственных показателей, сокращение потерь сырья и повышение качества готовой продукции на действующих, проектируемых и реконструируемых предприятиях связано в первую очередь с повышением качества управления промышленными объектами, в том числе за счет создания и применения автоматизированных систем управления (АСУ).

Предприятия переработки сырья нефтегазодобычи обладают специфическими особенностями, которые определяют актуальность внедрения на них АСУ: преобладание непрерывных ТП; необходимость строгого соблюдения технологии и параметров ТП для повышения качества продукции; внедрение сложных физико-химических методов обработки сырья.

В соответствии с государственным стандартом АСУ – человеко-машинная система, обеспечивающая автоматизированный сбор и обработку информации, необходимой для оптимизации управления в разных сферах человеческой деятельности. Процесс оптимизации предполагает организацию такого управления, которое обеспечивало бы максимальное или минимальное значение критерия, характеризующего качество управления. Ввиду того что термин «управление» используется в широком смысле, АСУ могут различаться по типу объектов управления, характеру и объему решаемых задач, критерию управления. На *рис. 8.1* представлена иерархия АСУ.

Независимо от типа объекта управления АСУ реализуют такой автоматизированный процесс сбора и переработки информации, который необходим для принятия решений по управлению.



Рис. 8.1. Иерархия АСУ в отрасли

При этом роль человека в системе существенна, так как ряд задач управления из-за их сложности и неизученности не формализован, их выполнение не может быть полностью автоматизировано и остается за

человеком.

Назначение любой АСУ, ее функциональные возможности и технические характеристики определяют особенности объекта, для которого создается система. Для АСУ ТП управляемым объектом является ТОУ, представляющий собой совокупность оборудования и реализованного на нем ТП производства целевого продукта. Назначение АСУ ТП можно определить как целенаправленное ведение ТП и обеспечение смежных и вышестоящих систем необходимой информацией.

Создание и функционирование любой АСУ ТП должно быть направлено на получение вполне определенных технико-экономических результатов: снижение себестоимости продукции, улучшение условий труда персонала и т. п. Для получения позитивных результатов в АСУ ТП четко формулируют цели функционирования системы, а о степени их достижения судят по критерию управления – показателю, характеризующему качество ведения ТП и принимающему числовые значения в зависимости от вырабатываемых системой управляющих воздействий. Наибольшее распространение в АСУ ТП получили критерии технологического (производительность оборудования, потери сырья) или технико-экономического (себестоимость продукта, прибыль) характера.

Современные АСУ ТП очень разнообразны и различаются по степени автоматизации управления объектом, применяемым техническим средствам и многим другим признакам и

характеристикам. Более высоким уровнем в иерархии АСУ являются АСУ производством (АСУ Пр) и предприятием (АСУП). Эти системы предназначены для решения основных задач управления производственно-хозяйственной деятельностью предприятия в целом или его составных частей (например, цехов) на основе применения экономико-математических методов и средств ВТ.

В АСУП в качестве источника информации используются различные формы документооборота. Распространенным критерием управления для этих систем является прибыль предприятия за планируемый период. Максимизация этого критерия должна выполняться при учете остальных показателей в виде ограничений.

Системы, действующие в рамках одного предприятия (АСУ ТП и АСУП) являются самостоятельными, но взаимосвязанными. При наличии АСУ на предприятии АСУ ТП получает от системы верхнего уровня задания и ограничения (номенклатуру и объем выпускаемой продукции, заданные значения технико-экономических показателей и пр.) и осуществляет подготовку и передачу на верхний уровень информации о ходе процесса, состоянии оборудования, основных показателях выпускаемой продукции. Органичное объединение нескольких АСУ ТП между собой или с АСУП, осуществляемое в целях повышения экономической и технической эффективности их функционирования, приводит к появлению на предприятиях интегрированных АСУ (ИАСУ), в которых совмещено решение организационно-экономических задач и оперативное управление ТП. Верхним уровнем управления является отраслевая АСУ (ОАСУ).

8.2. Функциональные структуры АСУ ТП

Организация управления в АСУ ТП связана с необходимостью получения информации о ходе ТП и определения оптимального режима функционирования объекта, с реализацией найденных оптимальных управляющих воздействий на ТОУ. Содержание основных этапов в реализации управления на ТОУ показано на *рис. 8.2*.

Сложность управления ТОУ определяется большой размерностью вектора информации (характеризующей текущее состояние ТОУ), разными методами ее обработки и формами использования полученных результатов. Обеспечение оптимального хода процесса в АСУ ТП возможно за счет реализации в этих системах множества взаимосвязанных операций: сбора, хранения, анализа и переработки информации о ТОУ; показания, регистрации или индикации одних переменных и регулирования других, реализации набора определенных решений по управлению (U). Выполнение перечисленных операций называется *функционированием системы*, т. е. выполнением ею установленных функций.



Рис. 8.2. Основные этапы в реализации управления ТОУ

По сравнению с АСР любая АСУ ТП является многофункциональной системой. Различают внешние и внутренние функции АСУ. Внешними являются функции, определяемые назначением системы, внутренними – служебные функции, обеспечивающие качественное выполнение основных, внешних функций. Внешние функции АСУ ТП разделяют на информационные и управляющие. К информационным относятся такие функции АСУ ТП, результатом выполнения которых является представление оператору ТП или внешним потребителям информации о ходе управляемого процесса.

Характерными информационными функциями АСУ ТП являются следующие: контроль текущих значений основных параметров процесса; проверка соответствия параметров процесса допустимым значениям и информирование персонала

о возникновении несоответствия; измерение или регистрация параметров по вызову оператора; вычисление некоторых параметров или комплексных показателей, не поддающихся непосредственному измерению (например, показателей, характеризующих качество готовой продукции); вычисление технико-экономических показателей работы ТОО и др.

Управляющие функции АСУ ТП включают мероприятия по выработке и реализации управляющих воздействий на ТОО. К основным управляющим относятся следующие функции: стабилизация параметров ТП на значениях, определяемых технологическим регламентом; программное управление по заданным программам, в том числе пуск и остановка отдельных машин и аппаратов; логическое управление в типовых ситуациях, определение «узкого места» и согласование нагрузок последовательно работающих аппаратов; формирование и реализация управляющих воздействий, обеспечивающих достижение режима, оптимального по технологическому или технико-экономическому критерию.

8.3. Виды обеспечения АСУ ТП

Современные АСУ согласно государственному стандарту включают оперативный персонал, организационное, информационное, программное и техническое обеспечение. Все компоненты системы находятся в постоянном взаимодействии (рис. 8.3).



Рис. 8.3. Схема взаимодействия основных компонентов АСУ ТП

Рассматривая АСУ ТП как разновидность системы по преобразованию входной информации в выходную, следует выделить два основных компонента человеко-машинной системы: оперативный персонал и техническое обеспечение. Именно

они осуществляют сбор информации об объекте управления, обрабатывают и анализируют ее, формируют управляющие воздействия и реализуют их, определяют выходную информацию системы. Для того чтобы оперативный персонал и техническое обеспечение (комплекс технических средств) могли функционировать в соответствии с принятыми критериями, их необходимо обеспечить соответствующими инструкциями и правилами. Для оперативного персонала эту задачу выполняет организационное обеспечение, для технических средств – программное. Взаимодействие компонентов внутри системы и взаимодействие ее с внешней средой носят информационный характер, так как сводятся к приему и передаче информации в виде разных сигналов, данных, сообщений, текстов и т. п. Такой информационный обмен требует определенных соглашений о принятых формах, смысле и содержании информационных элементов. Совокупность этих соглашений образует еще один компонент системы – информационное обеспечение. Рассмотрим компоненты системы.

Оперативный персонал. К нему относятся операторы-технологи автоматизированного технологического комплекса (АТК) и персонал, обеспечивающий функционирование системы. Оперативный персонал может работать в контуре управления, используя информацию и рекомендации, подготовленные комплексом технических средств (КТС), и вне его. Последний вариант характерен для более совершенных АСУ ТП, так как за человеком оставлены лишь функции контроля за работой системы, изменения режимов ее работы, вмешательства в случае аварийных ситуаций.

Организационное обеспечение. Этот вид обеспечения включает описание функциональной, технической и организационной структур системы, инструкции и регламенты для работы оперативного персонала системы. Организационное обеспечение за счет правил, предписаний и инструкций должно организовывать четкое взаимодействие оперативного персонала и КТС системы.

Информационное обеспечение. Этот вид обеспечения представляет собой совокупность системы классификации и кодирования технологической и технико-экономической

информации, сигналов, характеризующих состояние АТК, и документов, необходимых для выполнения функций АСУ ТП.

Информация, вводимая в систему автоматически от датчиков и вручную оперативным персоналом с терминалов, подлежит классификации, т. е. систематизации и распределению ее по классификационным группам в соответствии с определенными правилами. Следующей задачей обработки информации является кодирование, т. е. приведение в соответствие каждому информационному сообщению кода – совокупности цифр, букв или цифро-буквенных символов. Цель кодирования – представление информации в сжатой и удобной для обработки форме.

Для реализации функции управления оперативный персонал или КТС получают сигналы из информационной базы. Выходная информация системы выводится через печатающее устройство на мнемосхемы или экраны видеотерминалов – алфавитно-цифровых или графических. Для АСУ ТП нефтегазового производства основными формами выходных документов являются «Режимный лист», «Оперативный рапорт работы за смену», «Оперативный рапорт работы за сутки», «Сводные показатели работы предприятия». В каждом из перечисленных документов информация выдается в определенной форме, последовательности и объеме в соответствии с заранее запрограммированным документом.

Программное обеспечение. Оно представляет собой совокупность программ для реализации на ЭВМ целей и задач системы, обеспечивающих функционирование КТС. Программное обеспечение (ПО) создается на основе использования разных математических методов, моделей и алгоритмов для обработки информации с использованием средств ВТ.

Программное обеспечение включает общее программное обеспечение (системное), поставляемое со средствами ВТ, и специальное. Отдельно выделяют ПО обработки данных. В задачи общего ПО входит обеспечение универсальности применения ЭВМ, высокой производительности ее, адаптивности к изменениям аппаратурных средств и введению

новых программ. Специальное программное обеспечение реализует функции конкретной системы.

В настоящее время ПО разрабатывают в виде отдельных, функционально законченных элементов – программных модулей (ПМ). Компоновка ПМ позволяет собрать ПО конкретных систем управления. Модульную структуру ПО АСУ ТП можно проиллюстрировать реализацией информационной функции любой системы, в которую в общем случае входят четыре основных блока:

- сбор и обработка информации от датчиков, установленных на ТОО;
- ввод информации от устройств ручного ввода;
- расчет технико-экономических показателей системы;
- представление информации оперативному персоналу.

В свою очередь, блоки состоят из модулей. Например, блок сбора и обработки информации состоит из модулей опроса датчиков, фильтрации сигналов, масштабирования, усреднения и др. Каждый ПМ является описанием логически законченной операции и составной частью пакета программных модулей. В отрасли ведутся работы по организации библиотеки программных модулей, что создаст предпосылки для индустриализации процесса создания программного обеспечения.

Техническое обеспечение. Этот вид обеспечения является совокупностью средств, связанных между собой единством поставленной задачи (автоматизации регистрации, передачи, обработки и отражения информации) и объединенных в единую технологическую цепочку. Комплекс технических средств является материальной основой АСУ ТП. Его состав и структура зависят от объекта управления, перечня автоматизируемых функций и характера задач, решаемых в системе.

В общем случае для реализации информационных и управляющих функций АСУ ТП должна содержать следующие технические средства: ВК и устройства связи с объектом (УСО) – совокупность устройств для получения и преобразования сигналов контроля и управления, коммутации каналов передачи сигналов; традиционные устройства автоматизации – датчики,

преобразователи, вторичные приборы, автоматические регуляторы; устройства связи оперативного персонала с техническими средствами АТК – пульта управления, средства отображения информации, средства ручного ввода информации и пр.

Технические средства, используемые для построения системы, должны отвечать следующим требованиям: быть серийной продукцией приборостроительной и других отраслей промышленности; иметь блочно-модульный принцип построения и унифицированные связи между отдельными устройствами; обеспечивать реализацию возможно большего числа функций при наличии полного набора устройств; иметь высокие показатели надежности.

Основой КТС является ВК, представляющий собой набор вычислительных средств, реализующих вычислительный процесс. В настоящее время широко используют управляющие вычислительные комплексы (УВК), построенные на базе системы малых электронных вычислительных машин (СМ-ЭВМ).

ГЛАВА 9. АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

9.1. Автоматизированная система управления технологическими процессами подготовки и транспорта нефти и газа

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) – неотъемлемая часть подготовки и транспорта нефти и газа. Цель автоматизированной системы управления – минимальное отклонение режимов работы технологического оборудования от заданных параметров. АСУ ТП позволяет оператору контролировать и управлять основными технологическими процессами сбора, подготовки и

транспорта нефти, газа, конденсата, воды, а также вспомогательными системами общего назначения.

Состав системы автоматического управления технологическими процессами:

- система технологического контроля и управления;
- система аварийного отключения;
- система контроля пожаро-, взрывобезопасности;
- система передачи данных.

Каждая система в той или иной мере обеспечивает процесс сбора, подготовки, транспорта продукции, создает безопасные условия эксплуатации объектов и обустройства обслуживающего персонала.

Система технологического контроля и управления

Система технологического контроля и управления обеспечивает контроль и управление технологическими процессами при нормальном функционировании оборудования.

Эта система также обеспечивает интерфейс (сопряжение) между системой аварийного отключения, системой контроля пожаро-, взрывобезопасности, системой передачи данных при прохождении информации к центральному пульту оператора.

Функции системы:

- информационные;
- управляющие;
- дополнительные.

Информационные функции включают:

- непрерывное или по вызову измерение, регистрацию значений технологических параметров;
- отображение показаний состояния технологического оборудования и т. д.

Управляющие функции включают:

- управление технологическими процессами сбора, подготовки, транспорта газа, конденсата, нефти, воды;
- передачу управляющих воздействий для технологического оборудования.

Построение системы:

- пульт оператора;
- процессоры логического контроля;
- зависимые модули;

- интерфейсные модули;
- сети связи;
- исполнительные устройства.

Система аварийного отключения

Система аварийного отключения обеспечивает контроль за предельными значениями параметров технологических процессов, оповещает персонал об отклонении технологического процесса от нормального, приводит в действие схему аварийного отключения.

Функции системы:

- информационные;
- управляющие.

Информационные функции включают:

- обнаружение и отображение отклонений значений технологических параметров;
- отображение, регистрацию и сигнализацию срабатывания блокировок и защит;
- анализ срабатывания аварийной сигнализации;
- оповещение персонала.

Управляющие функции:

При подтверждении аварийного сигнала происходит аварийное отключение, блокировка в соответствии с категориями отключения.

Система контроля пожаро-, взрывобезопасности

Основная концепция системы контроля пожаро-, взрывобезопасности: обеспечение автоматического контроля и надежное оповещение персонала о месте задымленности, возгорания, утечки нефти или газа, введение в действие программы последовательных мер подавления пожара и утечек.

Функции системы:

- обнаружение, сигнализация, регистрация, оповещение о пожарных ситуациях;
- анализ информации и управление пено-, водотушением пожара, охлаждением резервуаров;
- обнаружение, сигнализация, регистрация, оповещение о нижнем концентрационном пределе распространения (НКПР) пламени;

– программное управление вентиляционными установками;

Построение системы:

- главный программируемый контроллер;
- панель сигнализации системы контроля пожаро-, взрывобезопасности;
- устройства обнаружения пожара и утечек газа;
- панели контроля и сигнализации обнаружения пожара и утечек газа для оповещения персонала.

Система передачи данных

Система передачи данных предназначена для сбора оперативной и статистической информации о технологических объектах, об уровне добычи, расходах продукта, состоянии оборудования и т.д.

Функции системы:

- постоянный прием и передача информации из сетей связи системы технологического контроля и управления;
- прием информации из коммуникационной сети.

Оперативные данные передаются в центральный диспетчерский пункт управления. Специфику данных, необходимых для обмена между центральным и диспетчерским пунктом, определяет оперативный персонал.

Автоматизированные системы управления разрабатываются на основании следующих нормативных документов и материалов:

- ВНТП 3-85 “Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений”;
- – ВСН 281-75 “Временные указания по проектированию систем автоматизации технологических процессов”;
- ПУЭ-85 “Правила устройства электроустановок”.

Объекты автоматизации:

- 1) нефтенасосная;
- 2) площадка сепарационной установки;
- 3) метанольный блок;
- 4) узел замера газа;

- 5) концевая сепарационная установка;
- 6) резервуар-накопитель;
- 7) факел;
- 8) подземные дренажные емкости;
- 9) печь подогрева продукции;
- 10) блок БР-10.

Объекты телемеханизации:

- 1) нефтенасосная;
- 2) узел замера нефти;
- 3) площадка сепарационной установки;
- 4) концевая сепарационная установка;
- 5) резервуар-накопитель;
- 6) блок БР-10;
- 7) метанольная емкость;
- 8) факел;
- 9) дренажные емкости;
- 10) трансформаторная подстанция.

Объемы автоматизации:

Нефтенасосная:

- местный контроль давления;
- дистанционный контроль температуры и давления на входе и выходе нефтенасосной;
- дистанционный контроль расхода нефти;
- дистанционный контроль уровня в метанольной емкости;
- защита насосного агрегата при повышении температуры подшипников, при срабатывании электрических защит;
- – защита насосной станции при критических значениях давления на входе и выходе станции, при повышении загазованности и возникновении пожара;
- отбор пробы нефти;
- сигнализация предельных значений технологических параметров;

- автоматическое включение системы аварийной вентиляции;
- местное и дистанционное управление насосными агрегатами.

Площадка сепарационной установки:

- местный контроль давления и температуры;
- регулирование уровня жидкости в сепараторах;
- сигнализация верхнего и нижнего уровней в сепараторах.

Метанольный блок:

- местный контроль давления в метанольной емкости;
- сигнализация верхнего и нижнего уровней в метанольной емкости.

Узел замера газа:

- местный контроль расхода, давления, температуры газа;
- контроль качества газа по влаге и углеводородам;
- дистанционный контроль расхода, давления, температуры газа.

Концевая сепарационная установка:

- местный контроль давления и температуры;
- регулирование уровня жидкости в сепараторе;
- сигнализация предельных значений уровня.

Резервуар-накопитель:

- дистанционный контроль уровня жидкости в резервуаре;
- сигнализация верхнего и нижнего уровня жидкости.

Факел:

- местный и дистанционный розжиг факела;
- сигнализация верхнего и нижнего уровня в факельной емкости;
- автоматическое отключение по нижнему уровню насоса откачки стоков;
- дистанционное управление насосом откачки стоков и задвижкой.

Подземные дренажные емкости:

- сигнализация предельных уровней жидкости.

Печь подогрева продукции:

- сигнализация аварийной ситуации.

Блок БР-10:

- сигнализация предельных значений параметров;
- дистанционное управление вытяжным вентилятором.

Щиты автоматики устанавливаются в операторной. Кабельные проводки выполняются контрольным кабелем ГОСТ 1508-78.

На объекте предусматривается герметизированный процесс сбора, транспорта, и подготовки продукции скважин, не допускающий вредных выбросов, наносящих непоправимый ущерб природной окружающей среде. Без нарушения технологий строительства и эксплуатации объекта можно считать, что риск практически исключен. Этому способствует ряд мер, заложенных в некоторых технологических решениях, основными из которых являются:

В случае недопустимого понижения, давления или порыва в подводящем нефтесборном коллекторе.

При отклонении давления в общем коллекторе блочная автоматизированная замерная установка «Спутник» с помощью приборов входящих в комплект поставки автоматически блокирует скважины и прекращает подачу продукции.

В качестве мер предотвращающих возможность проявления осложнения в виде порыва трубопровода принят достаточно надежный запас прочности. При расчетной толщине стенки трубы 3 мм принята толщина 6 мм с учетом сейсмических воздействий на трубопровод и коррозии металла труб в течение длительного срока эксплуатации.

Вся система испытывается на давление 4,0 МПа при рабочем давлении 1,6 МПа и предусматривается 100 % контроль сварных стыков. Против превышения давления свыше допустимого на «Спутнике» и на первом аппарате установки подготовки продукции предусматриваются предохранительные клапаны. Сбросы с предохранительных клапанов направляются в дренажные емкости.

В случае аварии на нефтепроводе подающем дегазированную жидкость в магистральный трубопровод.

Срабатывает автоматика, установленная на выходе насосов, которая по падению или повышению давления подает команду на отключение насосов. Жидкость после этого дегазируется во входном сепараторе, газ подготавливается и подается в

газопровод. Под остаточным давлением жидкость направляется на концевую сепарационную установку (КСУ), где полностью дегазируется до атмосферного давления и сливается в аварийный резервуар, по емкости рассчитанный на принятие продукции в течение 12 часов до устранения аварии на нефтепроводе без остановки добывающих скважин.

В случае аварии на газопроводе, подающем попутный газ на ГРС.

С экономической точки зрения это самый неблагоприятный случай, т. к. при этом до устранения аварии газ в объеме порядка 80 тыс. м³/сутки сбрасывается на факел и сжигается.

Альтернативой этому может служить только остановка промысла, что связано с неординарной ситуацией останова и пуска всех промысловых объектов и значительными убытками.

В целом технологический процесс контролируется с помощью телемеханики с диспетчерского пункта и поста оператора. Каждому выведен необходимый объем контролируемых параметров с предупредительной и аварийной сигнализацией в соответствии с действующими нормативами, по автоматизации нефтедобывающих предприятий.

Пожарная сигнализация.

Согласно ВНТП 01/04-84 технологическая площадка оборудована средствами пожарной сигнализации. Для подачи сигнала о пожаре на прибор пожарной сигнализации, расположенный в операторной, предусмотрены ручные извещатели ИПР и взрывозащищенные датчики ИП103-2, устанавливаемые на стойках К305МУХЛ2 высотой 1,2 м вблизи технологических площадок и в резервуаре накопителе. В операторной и в помещении склада устанавливаются датчики тепловые типа ИП105-2/1.

Шлейфы пожарной сигнализации к извещателям, расположенным на технологической площадке, выполняются путем прокладки кабелей КНРП4х1 и ПРППМ2х1,2 в грунте на глубине 0,7м и частично в кабельном лотке совместно с контрольными и силовыми кабелями. От операторной до помещения склада шлейфы пожарной сигнализации предусмотрены в телефонном кабеле ТППБ10х2х0,5. Вводы кабелей выполнены на коробки КРТП-10. В процессе монтажа и

на смонтированных участках произведены электрические измерения кабелей.

Сигналы тревоги о пожаре поступают на сигнальное устройство УСС и по телефонной сети передаются в ближайшую пожарную часть.

9.2. Комплекс технических средств

Для осуществления информационных и управляющих функций автоматизированной системы контроля технологических процессов применяются средства технического обеспечения.

Комплекс технических средств включает:

- технические средства локальной автоматики;
- технические средства сбора, обработки информации.

Технические средства локальной (местной) автоматики включают в себя контрольно-измерительные приборы, датчики, сигнализаторы, расходомеры, исполнительные устройства, средства регулирования и управления, а также средства передачи информации в пункты управления.

9.2.1. Технические средства локальной автоматики

Преобразователь измерительный «Сапфир-22»

Преобразователи предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и обеспечивают непрерывное преобразование значения измеряемого параметра – давления избыточного, абсолютного, гидростатического, разрежения, разности давлений нейтральных и агрессивных сред в унифицированный токовый выходной сигнал.

Преобразователи разности давлений могут использоваться для преобразования значений уровня жидкости, расхода жидкости или газа, а преобразователи гидростатического давления – для преобразования значений уровня жидкости в унифицированный токовый сигнал.

Преобразователи разности давлений при работе с блоком преобразования сигналов БПС-24К могут использоваться для

получения линейной зависимости между выходным сигналом и измеряемым расходом.

Преобразователи относятся к изделиям ГСП.

Преобразователи являются сейсмостойкими, выдерживают сейсмические нагрузки в 9 баллов на высоте отметки 20 метров.

Преобразователи предназначены для работы с вторичной регистрирующей и показывающей аппаратурой, регуляторами и другими устройствами автоматики, машинами централизованного контроля и системами управления, работающими от стандартного входного сигнала 0–5 или 0–20 , или 4–20 мА постоянного тока.

Каждый преобразователь имеет регулировку диапазона измерений и может быть настроен на любой верхний предел измерений, указанный для данной модели.

Вариация выходного сигнала не превышает абсолютного значения предела допускаемой основной погрешности.

Зона нечувствительности преобразователей не превышает 0,05 % от диапазона измерений.

Преобразователи устойчивы к воздействию относительной влажности окружающего воздуха (95 ± 3) % при плюс 35 °С и более низких температурах, без конденсации влаги.

Степень защиты преобразователей от воздействия пыли и воды – IP-54 по ГОСТ 14254-80 .

По устойчивости к механическим воздействиям преобразователи соответствуют виброустойчивому исполнению N3 по ГОСТ 12997

Блок преобразования сигналов

Блок преобразования сигналов БПС-24К предназначен для работы с взрывозащищенными преобразователями «Сапфир-22-Ех» Ту 25-02.720441-85. Блоки БПС-24К обеспечивают питание преобразователей «Сапфир-22-Ех» по двухпроводной линии, несущей одновременно информацию об измеряемом параметре в виде сигнала постоянного тока 4÷20 мА.

Блоки БСП-24К предназначены для работы с преобразователями «Сапфир-22-Ех» всех моделей и обеспечивают получение линейной зависимости между формируемым выходным унифицированным токовым сигналом и измеряемым параметром.

Блоки БПС-24К предназначены для линеаризации статической характеристики преобразователей «Сапфир-22-Ех» при измерении расхода по методу перепада давления на сужающем устройстве.

Блоки изготавливаются для общепромышленного применения и поставки на экспорт, как комплектующие изделия.

Блоки относятся к изделиям ГСП.

Электрические цепи блоков БПС-24К, непосредственно связанные с преобразователями «Сапфир-22-Ех», выполняются с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» и с уровнем взрывозащиты «особо взрывоопасный».

Преобразователи «Сапфир-22-Ех» имеют маркировку по взрывозащите «0Ехiа ПСТ6 в комплекте с БПС-24», соответствуют требованиям ГОСТ 22782.5-78 и предназначены для установки во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок согласно главе 7.2 ПУЭ, главе ЭШ-13ПТЭ и ПТБ и другим нормативным документам, регламентирующим применение электрооборудования во взрывоопасных условиях.

При эксплуатации блоков допускается воздействие: вибрации с частотой до 45 Гц и амплитудой до 0,13 мм, а также с частотой от 45 до 80 Гц и виброускорением до 10 м/кв. см; магнитных полей (постоянного и переменного тока частотой 50 ± 1 Гц) напряжённостью до 400 А/м и относительной влажностью от 30 до 80 % во всём диапазоне рабочих температур.

Питание блока осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В и частотой 50 Гц.

Потребляемая мощность не более 18 ВА.

Входное сопротивление не более 200 Ом.

Входная цепь блоков обеспечивает формирование унифицированных сигналов постоянного тока (0–5) мА или (0–20) мА, или (4–20) мА.

Блоки обеспечивают работу с нагрузкой, имеющей активное сопротивление не более 2,5 КОм для сигнала (0–5) мА и не более 1 КОм для сигналов (4–20) мА и (0–20) мА.

Предел допускаемой основной погрешности блоков БПС-24К, выраженный в процентах от диапазона изменения соответствующего выходного сигнала, не более $\pm 0,15$.

Предел допускаемой основной погрешности блоков БПС-24К (с корнеизвлекающей зависимостью) при изменении выходного сигнала от 0 до 2 % (от 4 до 4,32 мА) должен быть ± 1 % от диапазона его изменения.

Предел допускаемой основной погрешности блоков БПС-24К, выраженный в процентах от диапазона изменения выходного сигнала при изменении входного сигнала от 2 до 100 % (от 4,32 до 20 мА), должен быть не более $\pm 0,25$.

Блок БПС-24К выполнен в виде отдельного устройства, монтируемого вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок.

Блок конструктивно состоит из шасси, корпуса и функциональных узлов. Функциональные узлы собраны на соответствующих платах, оканчивающихся печатными ламелями, предназначенными для вставки в разъемы, расположенные на общей коммутационной плате.

На шасси крепятся общая коммутационная плата, на которой расположены два силовых трансформатора с предохранителями и направляющие, предназначенные для установки пяти указанных функциональных узлов.

Шасси заканчивается панелью, на которой установлены три разъема, обеспечивающие присоединение нагрузки, внешних искробезопасных цепей и питания.

При монтаже крепление корпуса к щиту осуществляется двумя кронштейнами и рамкой, с помощью которых блок притягивается к поверхности щита посредством четырех винтов.

Блок БПС-24К обеспечивает:

- питание преобразователей «Сапфир-22-Ех»;
- ограничение электрической мощности, которая может попасть в искробезопасные цепи;
- преобразование электрического сигнала 4-20 мА искробезопасной цепи (двухпроводной линии дистанционной передачи) в соответствующий выходной сигнал (0-5 или 0-20 , или 4-20 мА);

– повышение мощности выходного сигнала преобразователей «Сапфир-22-Ех» до уровня заданной внешней нагрузки (до 2,5 Ком для выходного сигнала 0-5 мА и до 1,0 Ком для сигналов 0-20 и 4-20 мА).

Термопреобразователь сопротивления ТСМУ 9418

Термопреобразователи сопротивления выпускаются стандартные из медной и платиновой проволоки. С помощью платиновых термопреобразователей сопротивления измеряют температуру в диапазоне от -260 до $+1300$ °С, а с помощью медных – от -50 до $+180$ °С

Принцип действия термопреобразователей сопротивления основан на свойстве металла изменять своё сопротивление с изменением температуры.

Термопреобразователи сопротивления выпускаются двух модификаций: одинарные и двойные. В двойном термопреобразователе сопротивления в общую арматуру вмонтировано два чувствительных элемента, электрически не связанных между собой. Каждый чувствительный элемент имеет свою пару зажимов в головке термопреобразователя.

Двойной термопреобразователь сопротивления предназначен для работы с двумя вторичными приборами. Параллельная работа двух вторичных приборов от одного чувствительного элемента не допускается.

Термопреобразователи сопротивления состоят из следующих основных узлов: чувствительного элемента и наружной арматуры.

Чувствительный элемент представляет собой бескаркасную безиндукционную обмотку из медной проволоки. Обмотка покрыта фторопластовой плёнкой.

К обмотке чувствительных элементов припаиваются выводы. С целью обеспечения виброустойчивости медный элемент помещается в тонкостенную металлическую гильзу, засыпается керамическим порошком и герметизируется.

Наружная арматура термопреобразователя состоит из защитной трубы, подвижного или неподвижного штуцера для крепления термометра и головки. При подвижном штуцере термометр можно погружать на различную глубину. В головке

помещена контактная колодка с зажимами для присоединения проводов, соединяющих термопреобразователь сопротивления с измерительным устройством. Это присоединение может быть двух-, трёх- и четырёхпроводное. Ввод проводов в головку уплотняется при помощи сальника.

Чувствительные элементы термопреобразователей сопротивления помещаются в герметичные защитные трубки.

Термопреобразователи изготавливаются различной длины, причем длина термометра выбирается при заказе в зависимости от размеров трубопровода, в котором измеряется температура. При выборе глубины погружения термопреобразователя необходимо учитывать длину чувствительного элемента – активной части (около 60 мм).

Допустимые отклонения сопротивления, измеренного на зажимах в головке при температуре 0 °С, не должны превышать $\pm 0,2$ % значения сопротивления при температуре 0 °С.

Термопреобразователи сопротивления имеют номинальную статическую характеристику (НСХ) 100 П, 50 П, 100 М, 50 М, что соответствует ГОСТ Р50353-92, градуировочные таблицы соответствуют ГОСТ 6651-84 .

Конструктивно термопреобразователи выполняются на Ру от 0,1 МПа до 32 МПа, с неподвижным штуцером, с подвижным штуцером, с защитными гильзами из различных сталей и сплавов; исполнение нормальное, взрывозащищённое, с токовым сигналом и т. д. Заводы – изготовители – Омский завод «Эталон», Луцкий приборостроительный завод.

Сигнализатор уровня СУР-2

Сигнализатор уровня ультразвуковой СУР-2 предназначен для контроля предельного положения уровня различных жидких продуктов.

Принцип действия сигнализатора основан на измерении степени затухания возбужденных в чувствительном элементе ультразвуковых колебаний. Большая разница уровня полезного сигнала в положении сухой/залитый делают прибор малочувствительным к возможному загрязнению чувствительной зоны (парафинизация).

Использование при изготовлении корпуса сигнализатора исключительно нержавеющей стали и технологий лазерной сварки делают его пригодным для контроля практически всех агрессивных жидкостей в широком диапазоне температур.

СУР-2 обладает следующими техническими характеристиками:

– число каналов сигнализации уровня	2
– предельные параметры релейных выходов	220 В, 0,4А
– максимальная длина линий связи	1000м
– питание	220В, 50 Гц
– абсолютная погрешность срабатывания	0,5 см
– рабочая температура контролируемого продукта	–45°...+100 °С
– верхнее значение рабочего давления	4,0 Мпа
– тип атмосферы III и IV (морская и приморско- промышленная, ГОСТ 15150-69)	
– вид взрывозащиты	IEХіbІІАТ5
– расстояние от точки установки до чувствительного элемента	0,1–2,5 м
– плотность контролируемой среды	0,5 – 1,7 кг/дм ³

Датчик уровня ультразвуковой ДУУ1 - 09

Датчик уровня ДУУ1-09 предназначен для бесконтактного автоматического измерения уровня:

– некипящих жидких продуктов, в том числе вязких, неоднородных, выпадающих в осадок, взрывоопасных, высокоагрессивных и других;

– сыпучих и кусковых материалов с различным диаметром гранул.

Датчики устанавливаются на крышке люка или на установочном фланце, расположенных на верхней части резервуара и измеряют расстояние до зеркала жидкости. Вынесенные за пределы датчика датчик температуры (термопреобразователь сопротивления с характеристикой 50М) измеряет температуру в точке его установки. Опрос датчика по специализированному интерфейсу, вычисления уровня и

температуры осуществляет контроллер ГАММА-4М. К контроллеру ГАММА-4М возможно одновременное подключение до 8 датчиков ДУУ1-09. Индикация результатов измерения осуществляется поочередно.

Датчики обладают следующими техническими характеристиками:

- диапазон 0,5 ... 15 м
- основная погрешность измерения уровня $\pm 0,25$ %
- диапазон измерения температуры $-45 \dots +75$ °С
- максимальная погрешность измерения температуры $\pm 0,5$ °С

Параметры контролируемой среды:

- температура $-45 \dots +75$ °С
- плотность 0,5 и более г/см³
- давление 0,15 Мпа
- степень защиты оболочки датчиков IP67
- вид климатического исполнения OM 1,5
- вид взрывозащиты IExibIIAT5
- максимальная длина линии связи датчик-контроллер 1000 м
- связной кабель любой

пятижильный.

Счетчик нефти турбинный «МИГ»

Счетчик нефти турбинный «МИГ» предназначен для измерения объемного расхода жидкости. Применяется на узлах учета нефти, используемых на предприятиях нефтяной и других отраслей промышленности. Может использоваться для измерения объемов воды, нефтепродуктов, водонефтяной смеси и других сред.

Счетчик состоит из:

- турбинного преобразователя расхода (ТПР), предназначенного для преобразования скорости потока жидкости в пропорциональную частоту вращения турбинки;
- индукционного преобразователя (ИП) для преобразования частоты вращения турбинки в электрические импульсы;

– электрического преобразователя (ЭП) «Дельта-2» для преобразования электрических импульсов, поступающих от ИП в единицы объема, накопления и индикации их на отсчетном устройстве с коррекцией объема от изменения расхода и вязкости измеряемой среды.

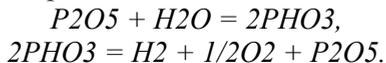
Техническая характеристика счетчика нефти турбинного «МИГ»:

– относительная погрешность счетчика в диапазоне расхода

20 – 100 % от максимального, не более	0,15 %
– потребляемая мощность, не более	25 Вт
– средняя наработка на отказ, не мене	25000 ч
– исполнение по взрывозащите	2ExICПВТ6

В приборе (рис. 9.1) используется сорбционно-кулонометрический метод измерения.

Принцип действия основан на непрерывном поглощении влаги из газа плёнкой гигроскопического вещества (фосфорного ангидрида) и одновременном разложении воды на кислород и водород путём электролиза:



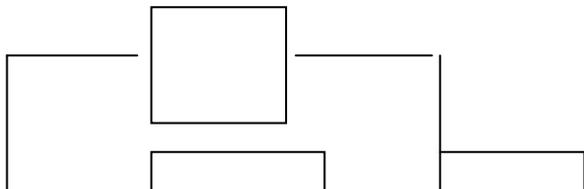
Чувствительным элементом являются два платиновых электрода (Э), между которыми расположена плёнка фосфорного ангидрида (Пл). К электродам подключается блок питания (БП), который поддерживает напряжение, превышающее потенциал разложения воды.

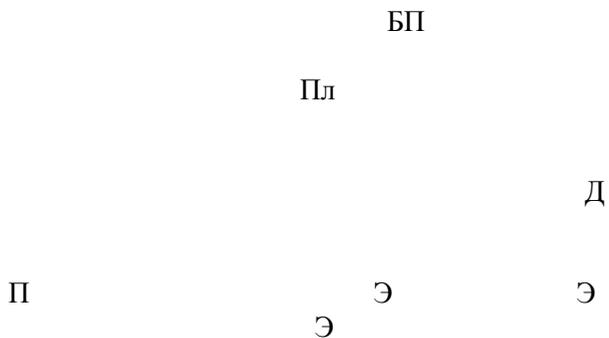
В установленном режиме количество поступившей и разложенной воды равны.

По закону Фарадея, количество влаги, подверженной электролизу, однозначно определяется количеством электричества или силой тока в цепи питания.

Влажность измеряется в 1 р.р.м. – это есть концентрация водного пара, при которой на 10 млн. молекул газа приходится 1 молекула воды.

Влагомер «Байкал-2»





газ

ротаметр

в дренаж

регулятор расхода

Рис. 9.1. Схема влагомера «Байкал-2»

Прибор имеет 9 диапазонов:

1) 0 – 1000

2) 0 – 500

3) 0 – 200

4) 0 – 100

5) 0 – 50

с точностью $\pm 4 \%$,

1) 0 – 20

2) 0 – 10

с точностью $\pm 6 \%$

1) 0 – 5

2) 0 – 2

с точностью $\pm 10 \%$

Вторичный прибор – потенциометр (П), подключен к чувствительному элементу через делитель напряжения (Д), состоящий из нескольких калиброванных резисторов, т. о. выходной сигнал датчика – $0 \div 10$ мВ.

9.2.2. Технические средства обработки информации и управления технологическим процессом

Автоматизация установки сепарации нефти и газа нефтяного промысла на базе контроллеров ADAM-5000

Произведем краткий обзор технических средств, производимых фирмой Advantech, которые предназначены для построения нижнего уровня АСУ ТП, в том числе территориально распределенных. Данные технические средства в ряде случаев могут рассматриваться в качестве альтернативы традиционным УСО и программируемым логическим контроллерам известных производителей.

Фирма Advantech является одним из лидеров в производстве компьютеров и контроллеров для применения в условиях промышленного производства. В настоящее время фирма выпускает широкую номенклатуру изделий для систем автоматизации в различных отраслях. Это промышленные IBM PC совместимые компьютеры, промышленные рабочие станции, панельные компьютеры, контроллеры для распределенных систем сбора данных и управления, платы ввода/вывода аналоговых и дискретных сигналов и различное вспомогательное оборудование. Гибкая современная система организации производства позволяет наилучшим образом удовлетворять потребности заказчиков, постоянно обновляя ассортимент

продукции, расширяя функциональный состав оборудования при одновременном повышении качества продукции.

В начале 1998 г. фирма Advantech приступила к выпуску очередного продукта – ADAM–5510, продолжая линию интеллектуальных устройств связи с объектами (УСО) серии ADAM–5000. Ничего революционного, просто к серии базовых блоков 5000/485 и 5000/CAN, ориентированных на работу с управляющей машиной верхнего уровня в режиме «вопрос–ответ», добавился еще один – программируемый. Предыдущий IBM PC совместимый ADAM–4500 имел намного меньшее применение, чем все остальные модули серии ADAM–4000. Все модули ввода – вывода серии 4000 состоят из микроконтроллера с жестко «защитым» в ПЗУ алгоритмом, коммуникационного интерфейса и собственно УСО. Пропускная способность канала связи на основе RS–485 составляет 1200–115 200 бит/с, что соответствует примерно 5–480 обменам в сек.

Контроллер ADAM–4500 был призван заменить машину верхнего уровня в «цепочке» модулей серии 4000 и выполнять одновременно задачи опроса УСО и управления. Однако заменить машину верхнего уровня полностью не удалось ввиду отсутствия дисковых накопителей для ведения архива, а уменьшить время реакции в цикле управления не получилось из-за использования «узкого» интерфейса RS–485.

Таким образом, процессор 4500 нашел применение только в относительно медленных системах сбора информации и управления.

С серией ADAM–5000 все совершенно иначе. Базовый блок содержит процессор, аналогичный ADAM–4500, который общается с модулями ввода–вывода по локальной шине со скоростью 10 Мбайт/с. В реальной программе на языке низкого уровня скорость опроса одного дискретного входа может достигать 1 МГц даже при обслуживании сторожевого таймера и последовательного интерфейса. Узким местом в системе управления на основе ADAM–5000 становится внешний интерфейс. Даже при интерфейсе CAN на скорости 500 Кбит/с частота сканирования канала не превышает 10 кГц.

Появление ADAM–5510 позволило расположить управляющую программу прямо в памяти контроллера, что

сократило время реакции в контуре управления до 5–10 мкс. Это впервые позволило применить ADAM–5510 для решения задач «жесткого» реального времени, где ранее применялись гибко программируемые контроллеры (PLC).

Особенности аппаратной реализации:

Конфигурация ADAM–5510 несколько отличается от привычной PC–архитектуры. Модули ввода–вывода не используют прерываний, кроме прерываний от таймера–сторожа и коммуникационных портов, а видеоподсистема отсутствует.

Программирование устройства требует некоторого навыка и учета аппаратных особенностей.

Среда программирования Ultralogic

Программирующий на Ultralogic может не знать ничего о внутреннем устройстве ADAM –5510, только понимать, какие модули ввода – вывода присутствуют в его контроллере, и на какие именно линии в них приходят те или иные сигналы. Эта информация задается при определении модели и назначении переменных.

В поле редактора достаточно изобразить функциональную схему (в формате МЭК 1131.3), отражающую зависимость выходных переменных от входных, и нажать на кнопку «компиляция проекта». Полученный исполняемый модуль будет содержать стратегию, а также поддержку сети на базе RS – 485 и, если нужно, таймера – сторожа. ADAM–5510 превращается в полный аналог PLC.

Для типовых задач управления Ultralogic содержит обширную библиотеку типовых «кубиков» (ПИД-регуляторы, нормализаторы ввода сигналов термопар, функции работы с таймером, триггеры и т.п.). Скорость создания приложений с использованием Ultralogic на порядок выше, чем программирование на C или Pascal. В пакет входит мощный отладчик, позволяющий отладить ваш проект в эмуляторе без загрузки в ADAM–5510.

Скорость программ, скомпилированных на Ultralogic, существенно превосходит скорость аналогичных программ, написанных на C с использованием поставляемых производителем библиотек.

При включении ADAM–5510 в Ultralogic программистами проведена большая работа по оптимизации связи с аппаратурой, особенно с АЦП.

В результате, программа на Ultralogic может получать данные с аналоговых входов с интервалом от 10 до 100 микросекунд, причем занимаясь в это время другими делами. Для сравнения: при использовании стандартных библиотек цикл ввода с АЦП занимает 0.6 с., с полной занятостью процессора.

Новый программируемый контроллер фирмы Advantech дает пользователю широчайшие возможности применения, позволяя программировать различными методами. Он одинаково близок как сторонникам открытых IBM PC–совместимых платформ, так и поклонникам PLC–систем, поскольку сократил разницу между ними.

Контроллеры сбора данных и управления ADAM-5000

Общие сведения о контроллерах серии ADAM-5000

Начало выпуска фирмой Advantech устройств сбора данных и управления серии ADAM-5000 можно рассматривать как достаточно весомый аргумент в пользу нетрадиционных подходов к созданию распределенных АСУ ТП. Появление изделий данной серии явилось результатом развития концепции построения измерительных сетей на основе модулей ADAM-4000 и коммуникационного протокола Fieldbus. В настоящее время реализована поддержка двух широко применяющихся в промышленности интерфейсов: EIA RS-485 и CAN (Controller Area Network). По назначению контроллеры серии ADAM-5000 аналогичны модулям ADAM-4000. Основные отличия заключаются в следующем.

Конструктивное исполнение подобно традиционным ПЛК. Контроллер состоит из блока процессора и модулей ввода/вывода, устанавливаемых в локальную магистраль блока процессора. Внешний вид контроллера показан на *рис. 9.2*. Каждый блок процессора может объединять на локальной магистрали до 64 каналов аналогового и/или дискретного ввода/вывода.

Скорость передачи данных в пределах сети на основе интерфейса RS 485, состоящей из 256 контроллеров, может составлять до 115200 бит/с. Для контроллеров ADAM-5000/CAN скорость обмена зависит от используемого протокола прикладного уровня.

Трехуровневая гальваническая изоляция.

Первый уровень обеспечивает гальваническую изоляцию цепей питания процессора, второй – изоляцию между процессором и приемопередатчиком интерфейса последовательной связи.

Каждый модуль ввода/вывода также имеет гальванически изолированный выход на локальную магистраль блока процессора. Напряжение изоляции приемопередатчика составляет 2500 В. Для остальных уровней изоляции данный параметр равен 3000 В. Устройства серии ADAM-5000, предназначенные для построения территориально-распределенных систем сбора данных и управления, обеспечивают выполнение следующих функций:

- аналоговый ввод-вывод;
- дискретный ввод-вывод;
- первичное преобразование информации.
- прием команд от удаленной вычислительной системы и передача в ее адрес преобразованных данных с использованием интерфейса RS-485.

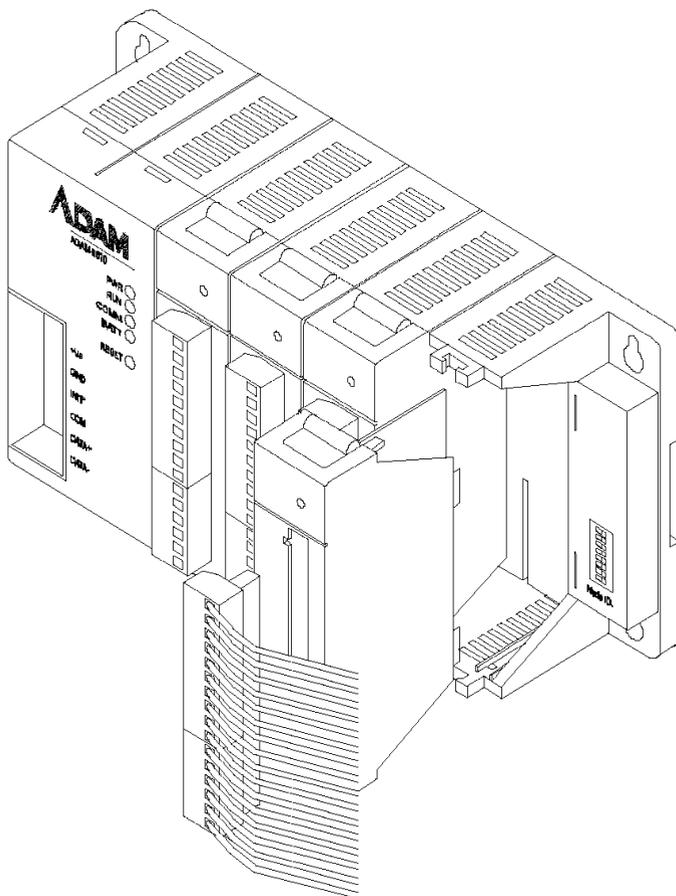


Рис. 9.2. Контроллер серии ADAM-5000

Применение:

- удаленный сбор данных;
- мониторинг процессов;
- управление промышленными процессами;
- автоматизация лабораторий и помещений;
- системы охраны;
- учет и управление потреблением энергоносителей;
- системы КИА/КПА и стендовые испытания.

Присвоение сетевого адреса модулям 4000 выполняется программным способом, что не всегда удобно. Контроллеры серии ADAM-5000 оснащены набором переключателей, предназначенных для этой цели.

Одноканальные модули аналогового ввода серии ADAM-4000 имеют 2 дискретных выхода, изменение состояния которых возможно связать с событиями на канале аналогового ввода, заключающимися в выходе измеряемого параметра за пределы предварительно заданного диапазона. В контроллерах серии ADAM-5000 обеспечена возможность назначения условий управления с любого из каналов аналогового ввода контроллера на любой входящий в состав контроллера канал дискретного вывода. Для контроллеров ADAM-5000/CAN указанная возможность расширена в еще большей степени: любой канал аналогового и/или дискретного вывода информационно измерительной сети на базе контроллеров ADAM-5000/CAN может быть логически связан с любым из каналов аналогового и/или дискретного ввода, входящим в состав любого из контроллеров данной сети, а это означает, что любой абонент сети может быть инициатором передачи данных в адрес любого другого абонента. Как и для серии ADAM-4000, все операции по настройке параметров конфигурации контроллера, за исключением сетевого адреса, выполняются программным способом.

Многоканальные модули аналогового ввода серии ADAM-4000 обеспечивают возможность только поочередного считывания значений измеряемых параметров на каждом входе. Модули аналогового ввода, входящие в серию ADAM-5000, позволяют выполнять одновременное считывание значений за один запрос.

Фирма Advantech ведет интенсивную работу по развитию серии ADAM-5000 в части увеличения производительности процессора, разработки нового программного обеспечения и реализации поддержки более широкой номенклатуры шин семейства Fieldbus (Profibus и т.п.).

Технические данные блоков процессора:

– тип процессора:
разрядный, 80188;

- объем оперативной памяти: 32 кбайт;
- объем флэш ПЗУ: 128 кбайт;
- количество установочных позиций на локальной магистрали: 4;
- сторожевой таймер;
- потребляемая мощность: 1 Вт;
- напряжение изоляции: между процессором и приемопередатчиком интерфейса RS – не менее 2500 В постоянного тока; цепей питания – не менее 3000 В;
- количество портов последовательной связи: 2 (RS 485 и RS232);
- скорость обмена: 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600 и 115200 бит/с;
- количество контроллеров, обслуживаемых по одному последовательному порту КС до 256;
- максимальная протяженность сегмента сети: до 1200 м;
- входные и выходные цепи приемопередатчика оснащены средствами защиты от перенапряжения и мощных импульсных помех;
- протокол обмена: символьный ASCII;
- достоверность передачи – добавление и проверка контрольной суммы;
- питание контроллеров осуществляется нестабилизированным постоянным напряжением от +10 до +30 В с допускаемым размахом пульсаций ± 5 В при условии пребывания среднего значения в пределах указанного диапазона. Обеспечена защита от неправильного подключения цепей питания (переполусовки);
- варианты монтажа:
 - установка на DIN рельс;
 - установка на вертикальную плоскую панель;
- габаритные размеры 231 x 110 x 75 мм;

Условия эксплуатации:

- диапазон рабочих температур от –10 до 85 °С;
- относительная влажность воздуха от 5 до 95% при 25 °С;
- диапазон температур хранения от – 25 до 85 °С.

Контроллер ADAM-5000/485

Распределенная система СДУ

Вариант построения распределенной системы сбора данных и управления на основе контроллеров ADAM-5000/485 показан на *рис. 9.3*. Блок процессора ADAM-5000/485 имеет следующие технические характеристики:

- тип процессора: 16 разрядный, 80188;
- объем оперативной памяти: 32 кбайт;
- объем флэш ПЗУ: 128 кбайт;
- количество установочных позиций на локальной магистрали: 4;
- сторожевой таймер;
- потребляемая мощность: 1 Вт;
- напряжение изоляции: между процессором и интерфейсом CAN не менее 2500 В постоянного тока; цепей питания не менее 3000 В;
- имеется один последовательный порт интерфейса RS-232;
- количество портов CAN: 2;
- среда обмена данными: экранированная витая пара;
- максимальная дальность связи:
 - при использовании протокола DeviceNet:
 - 500 м при скорости обмена 125 Кбит/с,
 - 200 м при скорости обмена 250 Кбит/с,
 - 100 м при скорости обмена 500 кбит/с,
 - при использовании протокола CANopen:
 - 1000 м при скорости обмена 20 кбит/с,
 - 500 м при скорости обмена 125 кбит/с,
 - 100 м при скорости обмена 500 кбит/с,
 - 40 м при скорости обмена 1 Мбит/с;
- количество контроллеров, обслуживаемых по одному

- последовательному порту КС: до 64;
- протоколы обмена: DeviceNet и CANopen;
- формат асинхронной передачи данных:
 - 1 – старт бит, 11-разрядное поле адреса, 1-разрядное поле удаленного запроса, 6-разрядное поле управления, 8 байт данных, 15-разрядное поле контрольной суммы, 1 бит окончания кадра (ACK);
- контроль ошибок и столкновений:
 - проверка контрольной суммы, целостности кадра, поразрядная проверка и контроль занятости канала связи;
- гарантированное время реакции/обслуживания запроса при скорости обмена 500 кбит/с не более 94 мкс.

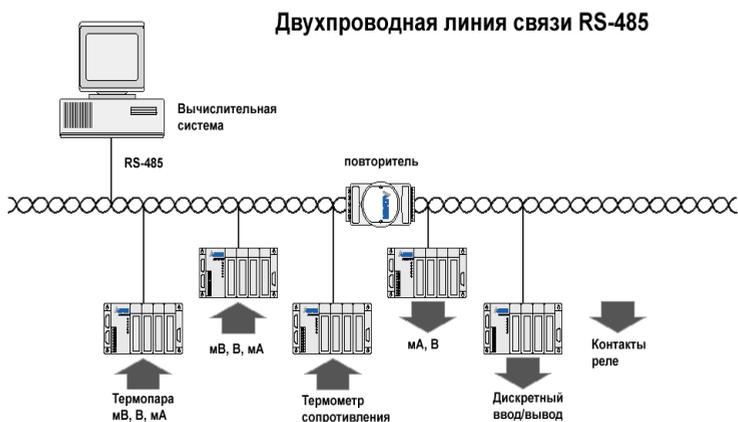


Рис. 9.3. Структура распределенной системы сбора данных и управления на базе контроллеров ADAM-5000/485

Контроллер ADAM-5000/CAN

Интерфейс Controller Area Network (CAN)

В качестве преобразователя интерфейсов RS-232/CAN для подключения к последовательному порту КС имеется возможность применения модуля ADAM-4525, обеспечивающего скорость обмена для интерфейса CAN до

1 Мбит/с и оснащенного цепями гальванической изоляции (напряжение изоляции 3000 В). Для организации очередного сегмента сети на основе интерфейса CAN предназначен модуль ADAM-4515. В качестве формирователя интерфейса CAN в составе IBM PC совместимого персонального компьютера может быть применен один из модулей фирмы Advantech, предназначенный для непосредственной установки в соединитель магистрали ISA.

Интерфейс CAN в настоящее время широко используется для построения распределенных систем сбора данных и управления. По сравнению с интерфейсом RS – 485 он обладает рядом существенных преимуществ, основными из которых являются возможность инициативной передачи данных при изменении состояния входных сигналов, более высокая достоверность передаваемой информации за счет использования специальных протоколов с коррекцией ошибок и большая скорость обмена данными. ADAM-5000/CAN поддерживает 2 различных сетевых протокола: DeviceNet фирмы Allen-Bradley (до 64 абонентов, скорость обмена данными до 500 кбод) и CANopen (до 256 абонентов, скорость обмена данными до 1 Мбод)

Технические данные процессора:

– 80188, 16-разрядный микропроцессор	
– ОЗУ:	32 кбайт
– Флэш-ПЗУ:	128
кбайт	
– Число модулей ввода/вывода:	4
– Сторожевой таймер	
– Потребляемая мощность:	1 Вт
– Дополнительный коммуникационный порт:	RS-232
– Гальваническая изоляция по линии связи :	2500 В
– Изоляция по питанию:	3000 В
– Программная диагностика	

Интерфейс

- Канал связи – CAN, одна витая пара
- Максимальная длина линии связи:
 - по протоколу DeviceNet – до 500 м
 - по протоколу CANopen – до 1000 м

– Методы диагностики ошибок: контрольная сумма, проверка кадра, контроль по подтверждению, мониторинг шины, побитовый анализ

Эксплуатационные параметры ADAM-5000

Требования к питанию

Питание нестабилизированное от +10 В до +30 В; защита от неправильной полярности при подключении питания.

Конструкция

Корпус: пластик ABS с элементами крепления

Блок винтовых зажимов: сечение провода от 0,5 мм² до 2,5 мм²

Условия эксплуатации

Диапазон рабочих температур от –10 до +70 °С

Диапазон температур хранения от –25 до +85 °С

Влажность: от 5 до 95 % без конденсации

Контроллер ADAM-5510 /ADAM-5510/P31

Программируемый микроконтроллер ADAM-5510 предназначен для использования в локальных и распределенных системах автоматизации в качестве автономного контроллера. Он обеспечивает прием и выдачу аналоговых и дискретных сигналов, первичное преобразование сигналов по запрограммированным пользователем алгоритмам и обмен информацией по последовательным каналам связи на базе интерфейса RS-485. Контроллер имеет открытую архитектуру (*рис. 9.4*) и может программироваться как с помощью традиционных языков программирования (С, ассемблер), так и с помощью языков логического программирования в соответствии со стандартом МЭК-1131 (в настоящий момент поддержка ADAM-5510 реализована в системах программирования UltraLogik и Paradym-31). Таким образом, ADAM-5510 удачно сочетает в себе качества программируемого логического контроллера (PLC) с простой и открытой архитектурой IBM PC совместимых компьютеров.

– Процессор: 80188, 16-разрядный

- Память ОЗУ: 256 кбайт
- Флэш-ПЗУ: 256 кбайт
- Флэш-память: 256 кбайт
(только для ADAM-5510)
- Флэш-диск: 512 кбайт
(только для ADAM-5510/P31)
- Программная поддержка: библиотека функций на языке C
(только для ADAM-5510): Turbo C 3.0 для DOS
- Встроенная среда исполнения, совместимая с IEC 1131-3
(только для ADAM-5510/P31): Advantech Paradym-31
- Часы реального времени: встроенные
- Сторожевой таймер: встроенный
- Количество обслуживаемых модулей ввода/вывода: 4
- 2 последовательных порта: 1 RS-232, 1 RS-485
- Напряжение изоляции: 3000 В
- Сеть передачи данных (только для ADAM-5510/P31)
- Физическая среда: двухпроводная симметричная, RS-485
- Скорость обмена: 9600, 38400, 57600, и 115200 бит/с
- Максимальное количество узлов сети на один последовательный порт: до 64

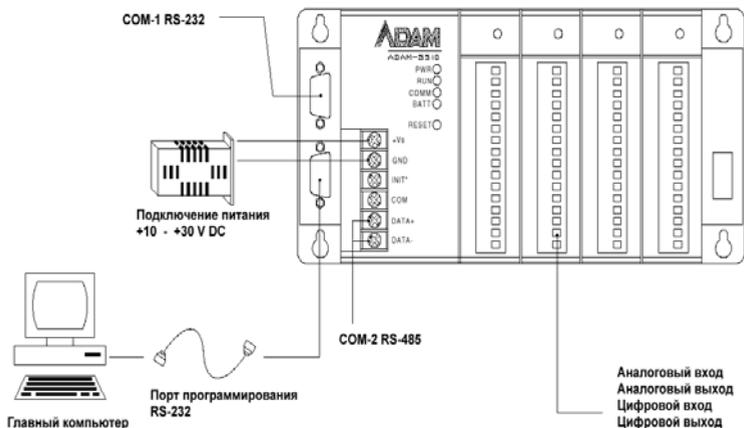


Рис. 9.4. Конфигурирование и подключение контроллера ADAM-5510.

Модули ввода/вывода

ADAM-5013

3-канальный модуль ввода для подключения термометров сопротивления

Каналы:	3
Эффективное разрешение:	16 бит
Тип входного сигнала:	Pt или Ni термометр сопротивления

Типы термометров и диапазоны температур:

Pt от $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+100\text{ }^{\circ}\text{C}$,	$a = 0,00385$
Pt от $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+100\text{ }^{\circ}\text{C}$,	$a = 0,00385$
Pt от $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+200\text{ }^{\circ}\text{C}$,	$a = 0,00385$
Pt от $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+600\text{ }^{\circ}\text{C}$,	$a = 0,00385$
Pt от $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+100\text{ }^{\circ}\text{C}$,	$a = 0,003916$
Pt от $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+100\text{ }^{\circ}\text{C}$,	$a = 0,003916$
Pt от $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+200\text{ }^{\circ}\text{C}$,	$a = 0,003916$
Pt от $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+600\text{ }^{\circ}\text{C}$,	$a = 0,003916$

Ni от $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+100\text{ }^{\circ}\text{C}$,

Ni от $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+100\text{ }^{\circ}\text{C}$,

Напряжение изоляции: 3000 В

Частота выборки:	10 Гц
Входное сопротивление:	2 МОм
Полоса пропускания:	2,62 Гц
Схема подключения:	2, 3 или 4-проводная
Точность:	не хуже $\pm 0,05\%$
Дрейф нуля:	± 3 мкВ / °С
Дрейф диапазона:	± 25 PPM / °С
Подавление помехи общего вида 50/60 Гц:	150 дБ
Подавление помехи нормального вида 50/60 Гц:	100 дБ
Потребляемая мощность:	0,7 Вт

ADAM-5018

8-канальный модуль ввода для подключения термопар

Каналы:	8 дифференциальных
Эффективное разрешение	16 бит
Типы входного сигнала:	мВ, В, мА
Входной диапазон:	± 15 мВ, ± 50 мВ, ± 100 мВ, ± 500 мВ, ± 1 В, $\pm 2,5$ В, ± 20

мА

Тип термопары и диапазон температур:	
Т/п	Температурный диапазон
J	0 ... 760 °С
K	0 ... 1000 °С
T	- 100 ... 400 °С
E	0 ... 1400 °С
R	500 ... 1750 °С
S	500 ... 1800 °С
V	500 ... 1800 °С
Напряжение изоляции	1000 В
Частота опроса	10 Гц (всего)
Входное сопротивление	2 МОм
Полоса пропускания	13,1 Гц
Точность не хуже	$\pm 0,1\%$
Дрейф нуля	$\pm 0,3$ мкВ / °С
Дрейф диапазона	25 PPM / °С
Ослабление сигнала при	50/60 Гц – 92 дБ/мин

Потребляемая мощность 1,0 Вт

ADAM-5024

4-канальный модуль аналогового вывода

Каналы: 4
Эффективное разрешение 12 бит
Типы выходного сигнала: мА, В
Выходной диапазон: 0 ... 20 мА, 4 ... 20 мА, 0 ... 10

В

Напряжение изоляции 500 В
Точность:
± 0,1% для токового выхода;
± 0,1% для выхода напряжения
Разрешающая способность 0,015 %
Дрейф нуля:
выход напряжения ±3 0 мкВ / °С;
токовый выход ± 0,2 мкА / °С
Программируемая скорость
нарастания выходного сигнала: 0,125...0,128 мА/с; 0,0625 ... 640

Вс

Токовый нагрузочный резистор 0 ... 500 Ом (источник)
Потребляемая мощность 2,5 Вт

ADAM-5017

8-канальный модуль аналогового ввода

Каналы: 8 дифференциальных
Эффективное разрешение 16 бит
Типы входного сигнала: мВ, В, мА
Входной диапазон: ±150 мВ, ±500 мВ, ±1 В, ±5

В,

±10 В; 0 ... 20 мА
Напряжение изоляции 1000 В
Частота выборки 10 Гц (общая)
Входное сопротивление 2 МОм
Полоса пропускания 13,1 Гц
Точность не хуже ± 0,1 %
Дрейф нуля ± 0,3 мкВ / °С
Дрейф диапазона ± 25 PPM / °С

Ослабление сигнала при	50/60 Гц – 92 дБ/мин
Потребляемая мощность	1,0 Вт

ADAM-5017H

8-канальный модуль ввода для подключения термометров сопротивления

Каналы:	8 дифференциальных с возможностью поканальной установки диапазона входного сигнала
Эффективное разрешение:	12 бит
Тип входного сигнала:	мВ, В, мА
Диапазоны входного сигнала:	± 250 мВ, ± 500 мВ, ± 1 В, ± 5 В, ± 10 В, 0 ... 250 мВ, 0 ... 500 мВ, 0...1 В, 0 ... 5 В, 0 ... 10 В, 0 ... 20 мА, 4 ... 20 мА
Напряжение изоляции:	3000 В
Частота выборки:	8 кГц
Входное сопротивление:	20 МОм
Точность:	не хуже $\pm 0,1$ %
Потребляемая мощность:	0,7 Вт

ADAM-5060

6-канальный релейный выходной модуль

Нагрузка на контактных группах:

~ 125 В при токе 0,6 А;

~ 250 В при токе 0,3 А;

= 30 В при токе 2 А;

= 110 В при токе 0,6 А

Напряжение пробоя: ~ 500 В (50/60 Гц)

Замыкание (среднее) 3 мс

Размыкание (среднее) 1 мс

Полное время переключения 10 мс

Сопротивление изоляции 100 МОм (минимум при = 500 В)

Потребляемая мощность 0,7 Вт

ADAM-5050

16-канальный универсальный модуль дискретного ввода/вывода

Каналы: 16

Режим работы устанавливается поразрядно с помощью DIP-переключателей

Дискретный ввод:

уровень логического 0 – 0...+2 В

уровень логической 1 – +4...+30 В

Сухой контакт:

"0" – замкнут на общий провод,

"1" – разомкнут

Дискретный вывод: открытый коллектор, напряжение до 30 В,
ток до 100 мА

Потребляемая мощность: 0,5 Вт

Примечание. Данный модуль несовместим с контроллером ADAM-5000CAN.

ADAM-5052

8-канальный модуль дискретного ввода с гальванической развязкой

Каналы: 8

Дискретный ввод:

уровень логического 0 – 0...+1 В,

уровень логической 1 – +3...+30 В

Сухой контакт:

"0" – замкнут на общий провод,

"1" – разомкнут

Напряжение изоляции: 5000 В

Входное сопротивление 1 кОм, 0,5 Вт

Потребляемая мощность: 0,1 Вт

Примечание. Данный модуль несовместим с контроллером ADAM-5000CAN.

ADAM-5068

8-канальный релейный выходной модуль

Каналы: 8 реле с замыкающим контактом

Нагрузка:

до 125 В при токе 0,5 А для переменного тока,

до 30 В при токе 0,5 А для постоянного тока

Напряжение пробоя: 1000 В

Сопротивление изоляции: не менее 1000 МОм

Потребляемая мощность: 1,0 Вт

ADAM-5080

4-канальный модуль счетчиков-таймеров

Каналы:

4 независимых 16-битовых или

2 независимых 32-битовых счетчика

Входная частота:

до 500 Гц в режиме измерения частоты,

до 5 кГц в режиме счета

Входной сигнал:

уровень логического "0" – 0 ... +1 В,

уровень логической "1" – +3 ... +30 В

Напряжение изоляции: 2500 В

Потребляемая мощность: 1,0 Вт

ADAM-5051

Модуль цифрового ввода на 16 каналов

16 входов с общей землей

Входное напряжение до 30 В

ADAM-5056

Модуль цифрового вывода на 16 каналов

16 выходов с общей землей

Выход — открытый коллектор, коммутируемая мощность до 450 мВт при напряжении до 30 В

Контроллер промышленный комбинированный ГАММА-4М

Контроллер промышленный комбинированный ГАММА-4М, разработанный в 1995 г. фирмой «Альбатрос», предназначен для построения систем автоматизированного

контроля и управления промышленными объектами в нефтегазодобывающей отрасли.

Модульный принцип построения прибора ГАММА-4М и заложенные в него современные технические возможности позволяют получить измерения любых технологических параметров с отображением их на индикаторе повышенной яркости.

Стандартный интерфейс RS-422 или RS-485. Интерфейсы подключения серийно выпускаемых датчиков уровня, раздела сред и давления дают возможность построения на объектах недорогой АСУ ТП с самыми передовыми техническими параметрами.

Программное обеспечение позволяет выводить на индикатор русскоязычные подсказки при программировании и расшифровку к аварийным (предупредительным) звуковым и световым сигналам.

Основные технические характеристики:

Базовый комплект контроллера

Базовый конструктив контроллера ГАММА-4М выполнен в стандартном еврокорпусе (343 x 137 x 315 мм, исполнение IP30) под 19-дюймовую приборную стойку, содержащем:

- модуль процессора (18031, ПЗУ 16 Кбайт; ОЗУ 32 Кбайта, часы реального времени, сторожевой таймер, интерфейс RS-422/485, энергонезависимое питание ОЗУ и часов реального времени (срок хранения информации – 10 лет);

- ячейку индикации (матричный катодолюминесцентный индикатор (16 знаков, матрица 5 x 7 точек), 16-кнопочная клавиатура, светодиодная и звуковая сигнализация);

- блок питания (220 В, 50 Гц, 75 Вт);

- четыре свободных слота под интерфейсные модули (модули вставляются в произвольном наборе в соответствии с необходимостью).

Встраиваемые интерфейсные модули

Модуль интерфейса ДУУ МИДУУ2

ДУУ1-09 – бесконтактные ультразвуковые датчики уровня, диапазон 0.5 ... 15 м, основная погрешность ± 0.25 %, рабочая температура $-45 \dots +75$ °С, рабочее давление до 0.15 МПа.

Модуль обеспечивает искробезопасное питание и опрос двух датчиков уровня и двух совмещенных с ними датчиков температуры, выполняет математическую обработку сигналов и предоставляет для управления внешними устройствами четыре изолированных ключа.

Модуль интерфейса ДДИ МИДД2

ДДИ1-02 – поплавковый датчик уровня или раздела сред, диапазона 0 ... 5 м, погрешность ± 0.5 см, рабочая температура $-45 \dots +100$ °С, рабочее давление до 1.5 МПа.

Модуль обеспечивает искробезопасное питание и опрос двух датчиков ДДИ1-02 или одного двухпоплавоквого датчика ДДИ1-03, выполняет математическую обработку сигналов и предоставляет для управления внешними устройствами четыре изолированных ключа.

Модуль интерфейса термометров МИТ

Модуль используется при измерении температуры термопреобразователями сопротивления 50 М (100П). Модуль обеспечивает для выходных электрических цепей вид взрывозащиты «Искробезопасная цепь»:

- Количество каналов измерения 8
- Погрешность измерения 0.2 °С

Для управления внешними устройствами модуль выдает один двоичный сигнал 24 В.

Модуль расходомера МР

Модуль используется для считывания частотного сигнала (например, магнитно-индукционные датчики) и его обработки (вычисление мгновенного и интегрального расхода).

Модуль обеспечивает хранение информации в энергонезависимой памяти (при пропадании питания). Для выходных электрических цепей модуль обеспечивает вид взрывозащиты «Искробезопасная цепь». Для управления

внешними устройствами модуль выдает два двоичных сигнала 24 В и имеет два потенциальных импульсных выхода.

Модуль токовых входов МТВ

Модуль применяется для считывания и обработки информации с четырех датчиков со стандартными токовыми выходами

0 ... 5 (0 ... 20, 4 ... 20) мА.

Для подключения датчиков модуль обеспечивает искробезопасное питание 30 В.

Для управления внешними устройствами модуль выдает один двоичный сигнал 24 В.

Модуль дискретных сигналов МДС

Модуль применяется для контроля и управления типовыми электроагрегатами (электрозадвижка, насосные блоки). Имеет в своем составе:

- дискретные потенциальные входы 6 шт.
- дискретные потенциальные изолированные входы 2 шт.
- выходные транзисторные ключи 8 шт.

Модуль автоматического регулятора токовый МАРТ

Модуль применяется для регулирования технологических параметров при подключении к нему датчиков или других источников со стандартными токовыми выходными сигналами 0 ...

5, 0 ... 20 или 4 ... 20 мА (программируется). Модуль имеет в своем составе два потенциальных дискретных изолированных входа и два дискретных выхода для подключения устройств сигнализации.

Для подключаемого датчика модуль обеспечивает искробезопасное питание.

Модуль автоматического регулятора уровня МАРУ1

Модуль предназначен для регулирования уровня, измеряемого с помощью датчика ДДИ1-02. Модуль имеет в своем составе стандартный токовый выход, два дискретных изолированных входа и два изолированных ключа для

подключения исполнительных механизмов и устройств сигнализации.

Для подключаемого датчика модуль обеспечивает искробезопасное питание.

Модуль интерфейса ДУУ МИДУУЗ

Модуль предназначен для измерения и регистрации уровня, измеряемого с помощью датчика ДУУ1-09. Модуль имеет в своем составе стандартный токовый выход и два изолированных ключа для подключения исполнительных механизмов и устройств сигнализации.

Для подключаемого датчика модуль обеспечивает искробезопасное питание.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Государственная система промышленных приборов и средств автоматизации / П.М. Атлас, В.Г. Беренштейн, А.А. Воробьян и др. – М.: ЦНИИ ТЭИ «Приборостроение», 1978. – Т. 3. Вып. 1.
2. *Гренандер У., Фрайбергер В.* Краткий курс вычислительной вероятности и статистики: Пер. с англ. – М.: Наука, 1978.
3. *Дехтяренко П.И., Коваленко В.П.* Определение характеристик звеньев систем автоматического регулирования. – М.: Энергия, 1973.
4. *Ибрагимов И.А., Фарзани Н.Г., Илясов Л.В.* Элементы и системы пневмоавтоматики. – М.: Высшая школа, 1975.
5. *Исакович Р.Я.* Технологические измерения и приборы. – М.: Недра, 1979.
6. *Капустин А.Г., Малецкий В.А.* Комплексная автоматизация нефтегазодобывающих предприятий. – М.: ВНИИОЭНГ, 1973.
7. *Комягин А.Ф.* Автоматизация производственных процессов газонефтепроводов. – М.: Недра, 1973.
8. *Лутошкин Г.С.* Сбор и подготовка нефти и газа и воды. – М.: Недра, 1979.

9. *Маргулов Р.Д., Тагиев В.Г., Гергедава Ш.К.* Организация управления газодобывающим предприятием. – М.: Недра, 1981.

10. *Мееров М.В., Михайлов Ю.Н., Фридман В.Г.* Основы автоматического управления. – М.: Недра, 1979.

11. *Прангшвили И.В.* Микропроцессы и микроЭВМ. – М.: Энергия, 1979.

12. Справочник по автоматизации производственных процессов в газовой промышленности / В.В. Дубровский, В.П. Максимов, В.Б. Шифрин и др. – Киев: Техника, 1980.

13. *Стефани Е.П.* Основы расчета настройки регуляторов теплоэнергетических процессов. – М.: Энергия, 1972.

14. *Тараненко Б.Ф., Герман В.Т.* Автоматическое управление газопромысловыми объектами. – М.: Недра, 1976.

15. *Чупраков Ю.И.* Гидропривод и средства гидроавтоматики. – М.: Машиностроение, 1979.

Горев Сергей Михайлович

**АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ
ПРОЦЕССОВ НЕФТЯНОЙ
И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Курс лекций

Часть 1

В авторской редакции
Компьютерный набор, верстка Горев С.М.
Оригинал-макет Бабух Е.Е.

Лицензия ИД № 02187 от 30.06.00 г. Подписано в печать 25.04.2003 г.
Формат 61*86/16. Печать офсетная. Гарнитура Times New Roman
Авт. л. 6,85. Уч.-изд. л. 6,17. Усл. печ. л. 7,34
Тираж 50 экз. Заказ № 90

Редакционно-издательский отдел
Камчатского государственного технического университета

Отпечатано полиграфическим участком РИО КамчатГТУ
683003, г. Петропавловск-Камчатский, ул. Ключевская, 35

КАМЧАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
ТЕХНИКУМ

**АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ
ПРОЦЕССОВ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Курс лекций

Часть 2



ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКИЙ 2003

Управление образования администрации Камчатской области

Камчатский государственный политехнический техникум

**АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ
ПРОЦЕССОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Курс лекций

Часть 2

Петропавловск-Камчатский
2003

УДК 622.32
ББК 33. 36
Г68

Рецензент:

В.А. Скиба,
инженер-энергетик ОАО «Камчатгазпром»

Горев С.М.

Г68 Автоматизация производственных процессов нефтяной и газовой промышленности. Курс лекций. Ч. 2. – Петропавловск-Камчатский: КамчатГТУ, 2003. – 106 с.

Учебно-методическое пособие написано в соответствии с государственными требованиями к минимуму содержания и уровню подготовки выпускников по специальности 0906 “Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений“ и может быть использовано студентами очной и заочной форм обучения.

В курсе лекций изложены основные современные тенденции развития и создания автоматизированных систем управления технологическими процессами и государственной системы промышленных приборов и средств автоматизации, связанные с использованием новейших достижений в области электронной техники и технологии, приборостроения, микропроцессорных систем и микроЭВМ, а также других перспективных направлений.

Обсуждено и одобрено на заседании предметной (цикловой) комиссии промышленных дисциплин (протокол № 5 от 25 января 2003 г.).

УДК 622.32
ББК 33. 36

2003

© КамчатГПТ,

2003

© Горев С.М.,

Содержание

Раздел 1. ОСНОВЫ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА	5
1.1. Основы процессов подготовки газа и постановка задачи их моделирования	5
1.2. Процесс низкотемпературной сепарации	7
1.3. Основы процессов подготовки нефти и постановка задачи их моделирования	8
1.4. Автоматизированные групповые измерительные установки	10
1.5. Автоматизированные сепарационные установки	20
1.6. Автоматизированные блочные дожимные насосные станции	30
Раздел 2. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОДГОТОВКИ И ОТКАЧКИ ТОВАРНОЙ НЕФТИ	33
2.1. Характеристика технологического процесса и задачи автоматизации	33
2.2. Автоматизированные блочные	

установки подготовки нефти
37

2.3. Автоматическое измерение
массы и качества товарной нефти
42

**Раздел 3. АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ
ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**
46

3.1. Характеристика системы поддержания
пластового давления
46

3.2. Автоматизированные блочные установки
для очистки точных вод и автоматизация
водозаборных скважин
50

3.3. Автоматизированные блочные
кустовые насосные станции
54

3.4. Характеристика магистрального
нефтепровода как объекта автоматизации
59

3.5. Автоматизация процессов перекачки нефти
66

3.6. Автоматическая защита
нефтепроводов от перегрузок
77

**Раздел 4. АВТОМАТИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ
И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА**
82

4.1. Характеристика газовых и газоконденсатных
промыслов как объектов автоматизации
82

4.2. Автоматическое управление
производительностью промысла
84

4.3. Автоматическое управление
процессом низкотемпературной сепарации газа
90

4.4. Автоматизация абсорбционного	
процесса осушки газа	
100	
Литература	
105	

Раздел 1. ОСНОВЫ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

*1.1. Основы процессов подготовки газа
и постановка задачи их моделирования*

Согласно существующей технологии газ из скважин поступает на установки комплексной подготовки газа (УКПГ),

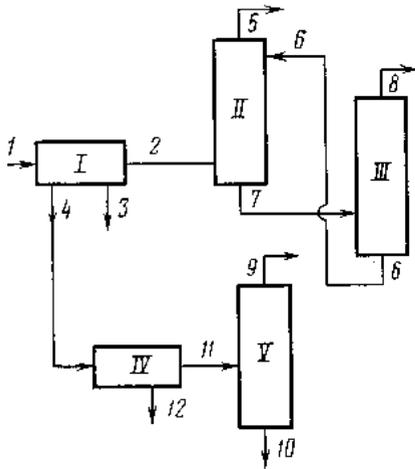


Рис. 1.1. Принципиальная схема УКПГ

I – установка низкотемпературной сепарации; II – установка абсорбционной очистки; III – установка регенерации гликоля; IV – установка сепарации газа от конденсата; V – установка стабилизации конденсата; 1 – сырой газ; 2 – осушенный газ;

3 – вода; 4 – конденсат; 5 – сухой газ; 6 – сухой гликоль; 7 – обводненный гликоль; 8 – вода; 9 – газ; 10 – стабильный конденсат; 11 – отсепарированный сухой газ;

где от него отделяются влага и жидкий конденсат (рис. 1.1).

Сырой газ поступает на установку

низкотемпературной сепарации (НТС), где он разделяется на три фракции: газ, жидкий конденсат и воду.

Перед установкой НТС сырой газ охлаждается за счет эффекта дросселирования, а также при помощи

специальных холодильников.

Охлажденный газ поступает в полую емкость – сепаратор. При охлаждении в газе нарушается

термодинамическое равновесие между газообразными и жидкими фазами его

компонентов. Начинает образовываться туман из капель воды и конденсата. Сухой газ выходит сверху сепаратора, капли жидкости частично оседают вниз аппарата, а частично – на различного рода фильтрах, которыми оснащаются сепараторы. Таким образом, вода и конденсат попадают в нижнюю часть аппарата. В поле сил тяжести они расслаиваются, так, что в самом низу сепаратора образуется водяная фаза, выше – более легкий конденсат, а еще выше – туман из газа с капельной жидкостью. Для более глубокой осушки обычно соединяют не-

сколько сепараторов последовательно. Перед каждым сепаратором газ охлаждают. Поскольку установка НТС не может обеспечить степень осушки газа, которая требуется по ГОСТу, из последней ступени сепаратора газ поступает на дополнительную ступень глубокой осушки. Наиболее часто такая осушка осуществляется за счет поглощения (абсорбции) из газа оставшейся в нем жидкости различными жидкими гликолями, в частности диэтиленгликолем (ДЭГ), триэтиленгликолем (ТЭГ), пропиленгликолем (ПГ) и т. д. Процесс абсорбции ведется в колонне насадочного или тарелочного типа. Осушенный газ постоянно отбирается с верха колонны. Если не требуется дополнительной очистки газа от серы и ее соединений, его направляют потребителю. В противном случае газ проходит еще через установку очистки от серы.

Смесь гликоля с водой и широкой углеводородной фракцией, которая отбирается с низа абсорбционной колонны, подается на колонну регенерации. Очищенный гликоль отбирается с низа колонны и вновь подается на процесс абсорбции.

Конденсат, отбираемый из сепаратора, является ценным сырьем для газоперерабатывающих (ГПЗ) заводов, но для переработки на ГПЗ его надо еще подготовить – отделить газ и частично попавшую в него воду. С установки НТС конденсат поступает на установку дегазации, которая представляет собой полую емкость. Конденсат заполняет ее примерно наполовину. В верхней части емкости находится газ, а в самом низу – вода, которая отделяется от конденсата за счет разности плотностей. При отборе газа давление в емкости снижается, нарушается равновесие между свободным газом и газом, растворенным в конденсате. В результате часть растворенного газа переходит в свободное состояние.

Для более глубокого отбора легких углеводородных фракций от конденсата после дегазации конденсат направляют на стабилизацию в специальную колонну. Легкие фракции конденсата отбираются с верхней, а стабильный конденсат – с нижней части колонны.

Все перечисленные аппараты УКПГ являются объектами с распределенными параметрами, в которых идут сложные теплообменные процессы. Построение динамических моделей этих объектов является довольно трудной задачей. Поэтому мы ограничимся только статическими моделями.

1.2 Процесс низкотемпературной сепарации

Рассмотрим схему технологического процесса низкотемпературной сепарации (рис. 1.2). Сырой газ поступает в холодильник *I*, где он охлаждается холодным осушенным газом, прошедшим сепаратор. После холодильника газ через штуцер *2* попадает в сепаратор *3*, где от него отделяется сконденсированная жидкость – вода и конденсат. Сухой газ из сепаратора идет на последующую доочистку, проходя перед этим через холодильник *I*. Для стабилизации и оптимизации работы установки необходимо знать зависимость температуры и давления в сепараторе от производительности установки и параметров сырого газа. Для условий стационарного режима работы установки, которыми мы ограничимся, подобная зависимость строится на основе законов сохранения энергии.

Из конденсата получают бензин, керосин, дизельное топливо, различные растворители.

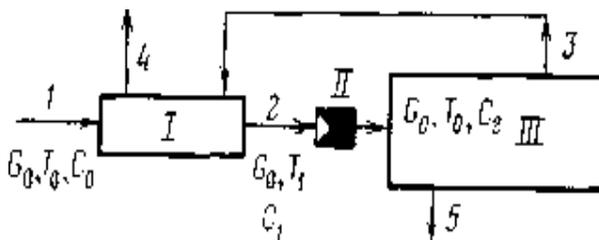


Рис. 1.2. Принципиальная схема одноступенчатой установки низкотемпературной сепарации:
I – холодильник; II – дроссель; III – сепаратор: 1– сырой газ;
2 – охлажденный газ; 3– осушенный газ; 4 – газ с выхода установки;
5 – вода и конденсат

На *рис. 1.2* обозначения T , G и C нижними индексами соответствуют значениям температуры, расхода и теплоемкости газа в различных точках технологической схемы.

При прохождении через штуцер, на котором теряется давление (Dp), температура газа снижается за счет его адиабатического расширения.

Для технологических схем, включающих более одного холодильника, процедура построения стационарной модели сохраняется. Для каждого элемента схемы последовательно надо записать уравнения теплового баланса и баланса по давлениям. Совокупность этих уравнений будет полностью определять процесс.

1.3. Основы процессов подготовки нефти и постановка задачи их моделирования

Практически вся добываемая нефть содержит свободный газ, пластовую воду, которая образует с ней водонефтяную эмульсию, и различные механические примеси. Согласно существующей технологии сырая нефть со скважин направляется на установки комплексной подготовки нефти (УКПН), где от нее отделяются: газ, вода, механические примеси и соли.

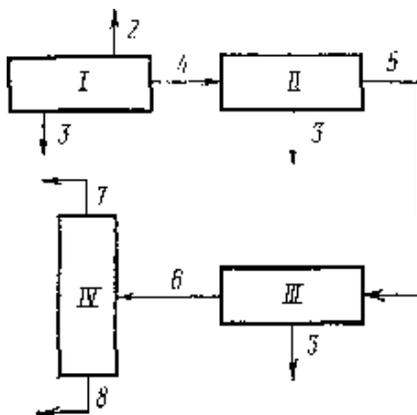


Рис. 1.3. Принципиальная схема установки подготовки нефти:
 I – установка сепарации газа от нефти; II – установка обезвоживания нефти; III – установка обессоливания нефти; IV – установка стабилизации нефти;

1 – сырая нефть; 2 – газ; 3 – вода; 4 – отсепарированная нефть;
 5 – обезвоженная нефть; 6 – обессоленная нефть; 7 – газ; 8 – товарная нефть

Сырая нефть поступает на сепарационные установки, где от нее отделяется свободный газ (рис. 1.3). В зависимости от газового фактора нефти, способности ее к пенообразованию и требуемой четкости отделения легких углеводородных фракций от нефти, сепарация газа проводится в одну, две и более ступеней. По принципу действия и основному конструктивному исполнению установки для сепарации газа от нефти практически идентичны установкам для сепарации газа от конденсата. Математические описания этих процессов также совпадают.

После сепарации газа нефть поступает на установку обезвоживания, где от нее отделяется пластовая вода. При обводненности сырой нефти выше 10 % процесс обезвоживания обычно проводится в две ступени. Сначала осуществляется предварительный сброс пластовой воды в резервуарах, затем нефть подогревают и направляют на установки глубокого обезвоживания.

При высокой минерализации пластовых вод обезвоженная нефть поступает на установки обессоливания, а затем на уста-

новки стабилизации нефти. Принцип работы и задачи, решаемые на установках стабилизации, такие же, как и на установках стабилизации газового конденсата, – отделить легкокипящие углеводородные фракции от основного сырья.

Поскольку процесс сепарации газа от жидкой углеводородной фракции был рассмотрен в предыдущем параграфе, далее будут рассмотрены только два процесса – глубокое обезвоживание и обессоливание нефти.

Пластовые воды, добываемые с нефтью и образующие с ней дисперсную систему, содержат, как правило, значительное количество растворенных минеральных солей. Результаты исследований минерального состава пластовых вод показывают, что основную долю растворенных веществ составляют хлориды натрия, магния и кальция. Кроме них, могут присутствовать и другие соли, но, в отличие от хлоридов, содержание которых исчисляется процентами и десятками процентов от общего количества растворенного вещества, содержание остальных солей измеряется сотыми, тысячными и еще меньшими долями. В связи с этим минерализацию пластовой воды измеряют по содержанию ионов хлора в единице объема с последующим пересчетом на эквивалент натриевых солей.

Помимо определения минерализации свободной пластовой воды, при подготовке нефти к переработке измеряют содержание солей в единице объема нефти. Сама нефть не содержит хлорных солей. Они попадают в нее вместе с эмульгированной водой.

Абсолютное содержание хлоридов в обводненной нефти не дает представления о степени минерализации пластовых вод, поэтому одновременно с солями определяют и обводненность нефти. Последнюю принято измерять в процентах.

Во всех известных до настоящего времени промышленных процессах обезвоживания и обессоливания нефти основным оборудованием является аппарат для разделения водонефтяной эмульсии путем отстаивания эмульгированной воды. Попадая в нижнюю часть аппарата, капли переходят в сплошной слой воды, так называемую дренажную воду, которую выводят из аппарата.

При обезвоживании нефти в ней, естественно, уменьшается и количество солей, так как оно пропорционально содержанию воды в нефти. Однако процессом обессоливания принято называть только такой процесс, в котором перед подачей исходной эмульсии в аппарат для отделения воды в нефть добавляют пресную воду, которую называют промывочной. Эту воду дробят и интенсивно перемешивают с исходной эмульсией. В процессе перемешивания капли пластовой и пресной воды многократно коалесцируют и дробятся, что приводит к выравниванию в них концентрации солей. Результирующая концентрация солей будет меньше их концентрации в пластовой воде, поэтому после обезвоживания вновь образованной эмульсии в ней останется меньше солей, чем это было бы без добавления промывочной воды.

1.4. Автоматизированные групповые измерительные установки

Автоматизированные групповые измерительные установки предназначены для измерения производительности (дебита) каждой в отдельности из подключенных к ней группы нефтяных скважин. Существующие типы групповых измерительных установок «Спутник А» и «Спутник Б» имеют следующие функциональные узлы:

- блок переключения, который по заданной программе подключает каждую скважину к измерительному блоку;
- измерительный блок, в котором измеряется дебит каждой скважины, он состоит из сепаратора и измерительного устройства (дебитомера);
- блок автоматики и управления, осуществляющий управление переключением скважин на измерение, учет работы измерительного устройства и автоматическую защиту групповой установки при аварийных режимах.

Групповая автоматизированная установка «Спутник А» предназначена для автоматического измерения дебита скважин, подключенных к групповой установке, контроля за работой скважин по подаче и автоматическому отключению их при аварийном состоянии на групповой установке. Установку

применяют при однотрубной системе сбора на нефтепромыслах Западной Сибири, Коми, Татарии, Башкирии и в других районах, имеющих низкие температуры окружающей среды. Она состоит (рис. 1.4) из многоходового переключателя 1 типа ПСМ; двух отсекаателей 2 и 3 типа ОКГ, установленных на расходомерной и выкидной линиях; электрогидравлического привода ГП-1,5 для управления переключателем скважин и отсекаателями; блока управления и индикации (БУИ) 12 для управления приборами, выдачи сигналов на диспетчерский пункт и учета объема измеряемой жидкости; гидроциклонного сепаратора 6 для отделения газа от измеряемой жидкости. Установка работает следующим образом.

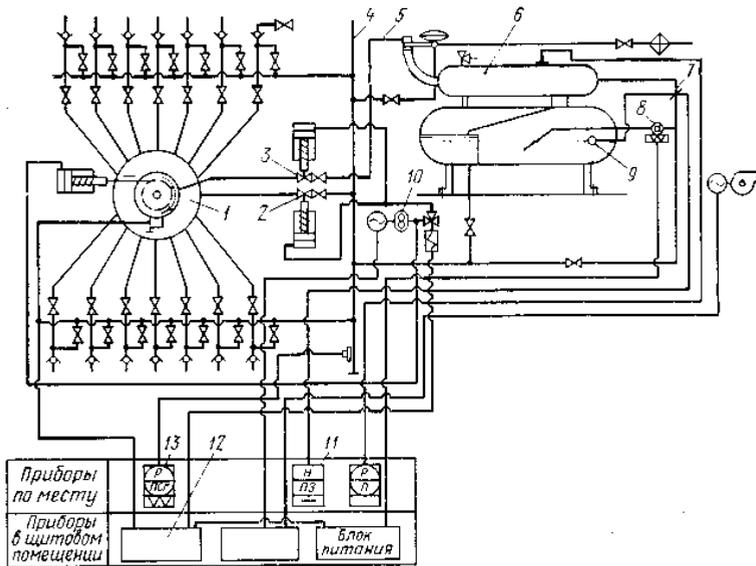


Рис. 1.4. Схема установок «Спутник А»

Нефть из скважины поступает в многоходовой переключатель, который приводится в действие гидроприводом 10. Далее по измерительному трубопроводу 5 она направляется в измерительный сепаратор 6 и затем в турбинный счетчик 8 типа ТОР-1-50. Продукция остальных скважин направляется через общий коллектор 4 в сборно-сепарационную емкость или в

сборный трубопровод. Программа измерения дебита скважин задается реле времени в блоке управления. Через заданные промежутки времени реле включает гидропривод, и скважины подключаются к измерителю. Подача скважин контролируется по работе измерителя с сигнализацией об аварийном состоянии через блок местной автоматики. Дебит измеряют путем кратковременного пропуска жидкости, накопившейся в сепараторе, через турбинный измеритель. Накопление жидкости в нижнем сосуде сепаратора до заданного уровня и выпуск ее до нижнего уровня осуществляются при помощи поплавкового регулятора 9, 11 и крана 7 на газовой линии. Всплытие поплавка регулятора до верхнего уровня приводит к закрытию газовой линии, вследствие чего давление в сепараторе повышается и жидкость продавливается из сепаратора через турбинный счетчик 8, установленный выше верхнего заданного уровня жидкости в сепараторе. При достижении поплавком нижнего заданного уровня открывается кран 7, давление между сепаратором и коллектором выравнивается, продавливание жидкости прекращается. Время накопления жидкости в сепараторе и число импульсных пропусков жидкости через счетчик за время измерения зависят от дебита измеряемой скважины. Время продавливание жидкости через расходомер от дебита скважины практически не зависит. Такой циклический метод измерения обеспечивает пропуск потока жидкости через счетчик всегда в турбулентном режиме при узком диапазоне изменения расхода, что дает возможность измерять дебит скважин, изменяющийся в широком диапазоне. Дебит каждой скважины определяют регистрацией накапливаемых объемов жидкости, прошедших через расходомер, на индивидуальном счетчике импульсов в БУИ. Аварийное отключение скважин происходит в случае повышения или резком падении давления в коллекторе или при отключении электроэнергии. В этих случаях по сигналу датчика электроконтактного манометра блок местной автоматики отключает напряжение с соленоидного клапана гидропривода, вследствие чего поршни приводов отсекаелей 2 и 3 под действием силовых пружин перекрывают трубопроводы. После ликвидации аварии и снятия сигнала аварии на блоке местной автоматики включается гидропривод и

под действием давления масла, подаваемого под поршни откателей, последние открываются. Контроль давления осуществляется манометром 13. На установке предусмотрена возможность ручного переключения скважин к измерительному устройству. Количество отсепарированного газа измеряется по методу переменного перепада давления дифманометром. Для этой цели на выкидной газовой линии устанавливается камерная диафрагма. Устройство многоходового переключателя скважин ПСМ-1М изображено на рис. 1.5.

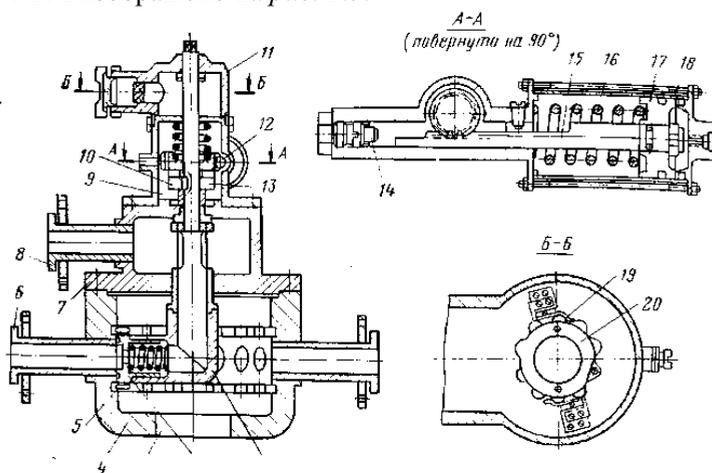


Рис. 1.5. Многоходовой переключатель скважин ПСМ-1М

В цилиндрическом корпусе 4 имеются трубы 6, к которым плотно присоединяются трубопроводы, подводящие продукцию от скважин. Внутри корпуса имеется полый патрубок 1, который поворачивается на определенный угол, подключаясь к трубам, идущим от скважин, и соединяет соответствующий трубопровод с трубой 8. При этом продукция подключенной скважины направляется в измерительный блок. Скважины подключаются следующим образом. При подаче масла в цилиндр управления 18 поршень 17, сжимая пружину 16, перемещает зубчатую рейку 15, которая поворачивает шестерню храповика 12, сцепленную торцовыми зубьями с храповиком 10, укрепленным шпонкой 13 на валу в корпусе 9. Этот храповик поворачивает патрубок 1 с кареткой 2 на угол между двумя вводами 6 от

скважин. При этом ролики 5 выходят из фрезерованных углублений корпуса 4 у ввода от предыдущей скважины, отжимают каретку 2 от корпуса, сжимая пружину каретки, и выводят ее уплотнение из соприкосновения с корпусом. В конце поворота ролики 5 под действием пружины каретки западают во фрезерованные уплотнения ввода следующей скважины и уплотнение каретки вновь прижимается к корпусу. Теперь жидкость от очередной скважины поступает через канал поворотного патрубка 1, проходящего через крышку 7 корпуса, в патрубок 1, по которому она направляется в измерительный блок. Жидкость от остальных скважин выходит из переключателя через выводной патрубок 3 в общую приемную магистраль. Ход зубчатой рейки 15 регулируется винтом 14. При повороте патрубка 1 кулачок диска 20 нажимает на микропереключатель МП-10, укрепленный на кронштейне 19 корпуса датчика положения 11, и посылает сигнал о переключении скважины в блок местной автоматики. За полный поворот каретки 2 кулачковый диск 20 один раз кратковременно нажимает на второй микропереключатель и посылает сигнал в блок местной автоматики об окончании цикла измерений. После поворота патрубка 1 и перехода на измерение очередной скважины давление масла в цилиндре управления 18 снижается и поршень 17 под действием пружины 16 возвращается в первоначальное положение. Зубчатая рейка 15 вращает шестерню храповика 12 в обратном направлении. При вращении шестерни храповик с помощью торцовых зубьев выходит из зацепления и в конце хода вновь входит в зацепление, но с другими зубьями храповика 10. Гидравлические отсекатели коллекторов типа ОКГ представляют собой разгруженный клапан с пружиной и поршневым гидравлическим приводом. Они предназначены для перекрытия коллекторов при аварийном состоянии оборудования групповых установок. Для открытия отсекателя масло под давлением подается под поршень силового цилиндра. Для закрытия клапана полость под поршнем сообщается с масляным баком гидропривода, масло стекает — и сжатая пружина закрывает клапан.

Гидравлический привод ГП-1 (рис. 1.6) предназначен для управления переключателем скважин ПСМ-1М и привода ава-

рийных отсекаателей коллекторов ОКГ в замернопереключающих установках.

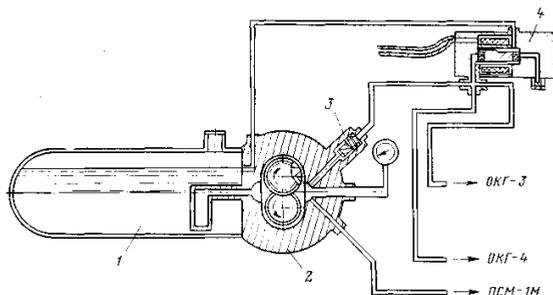


Рис. 1.6. Гидравлический привод ГП-1

Реле времени, установленное в блоке местной автоматики, по заданной программе включает электродвигатель гидропривода, и насос 2 подает масло под давлением одновременно по двум направлениям: к силовому цилиндру переключателя скважин ПСМ-1М и через обратный клапан 3 к силовым цилиндрам отсекаателей коллекторов. При этом переключатель ПСМ-1М, поворачиваясь, подключает очередную скважину к измерительному блоку. После отключения электродвигателя масло из силового цилиндра переключателя ПСМ-1М вытесняется через насос в масляный бак 1; система подготовлена к следующему переключению скважин. Масло, поступившее в силовые цилиндры отсекаателей, удерживается в них обратным клапаном 3, и под поршнем привода отсекаателя сохраняется давление, удерживающее отсекаатели в открытом состоянии. Отсекаатели закрываются по команде блока местной автоматики снятием напряжения с соленоидного клапана 4, который при этом переключается и открывает путь маслу, выжимаемому поршнями из силовых цилиндров отсекаателей через соленоидный клапан 4 в масляный бак 1.

Автоматизированная групповая измерительная установка «Спутник Б», в отличие от рассмотренной установки «Спутник А», предназначена не только для измерения дебита жидкости, но и для определения содержания

воды и газа в продукции скважин. Конструкцией установки предусмотрены устройства для подачи деэмульгаторов в нефтяной потолок. Установка «Спутник Б» выпускается в двух модификациях: «Спутник Б-40-14/400» на 14 скважин и «Спутник Б-40-24/400» на 24 скважины (рис. 1.7). Продукция от скважин по линиям 1 поступает в многоходовой переключатель 3, откуда от каждой скважины по заданной программе она направляется в измерительный сепаратор 5, где отделяется от нефти. Продукция всех остальных скважин поступает в сборный коллектор. Выделившийся в сепараторе газ измеряется газовым счетчиком 7 и направляется в сборный коллектор. Часть газа отбирается для питания пневматических регулирующих устройств, в частности газораспределительного устройства 9. Давление газа в сепараторе поддерживается на заданном уровне регулятором 6, уровень — регулятором 8. Жидкость из подключенной на измерение скважины скапливается в нижней части сепаратора и избыточным давлением, поддерживаемым регулятором 6, продавливается через счетчик 10, датчик влагомера 12 и клапан 11 в общий коллектор. Дебит подключенной скважины определяется по кратковременным пропускам через турбинный счетчик TOP накапливающейся в сепараторе жидкости. Данные об объеме жидкости, газа и влагосодержании в виде электрических сигналов поступают в электронный блок, откуда они передаются на диспетчерский пункт. Автоматическая подача деэмульгатора из емкости 13 в общий коллектор осуществляется насосом-дозатором 14 типа НД-0.5Р-10/100. Для приема депарафинизационных шаров, перемещающихся потоком жидкости от каждой скважины, предусмотрено устройство 2. Если по какой-либо причине в течение длительного промежутка времени скважина не будет подавать нефть, на счетчике в блоке местной автоматики не будет зарегистрировано ни одного цикла с блока местной автоматики (БМА) и будет подан аварийный сигнал. Таким образом, работа отдельных скважин контролируется без специальных датчиков подачи. Недостатком такого способа является то, что работа скважины контролируется не постоянно, а периодически, только во время подключения ее к измерительному блоку. При понижении и превышении допустимых пределов давления в рабочем

коллекторе отсекающие клапаны 4 по импульсу с БМА перекроют измерительный и рабочий трубопроводы. Одновременно от электроконтактного манометра 15 в блок автоматики поступает сигнал. При этом обесточится пилотный клапан гидропривода 16 и отсекающие клапаны под действием пружины перекроют измерительный и рабочий трубопроводы. Давление в подводящих к установке трубопроводах повысится, и скважины будут автоматически остановлены: фонтанные – при помощи отсекающих, установленных на выкидной линии, механизированные – отключением электропривода.

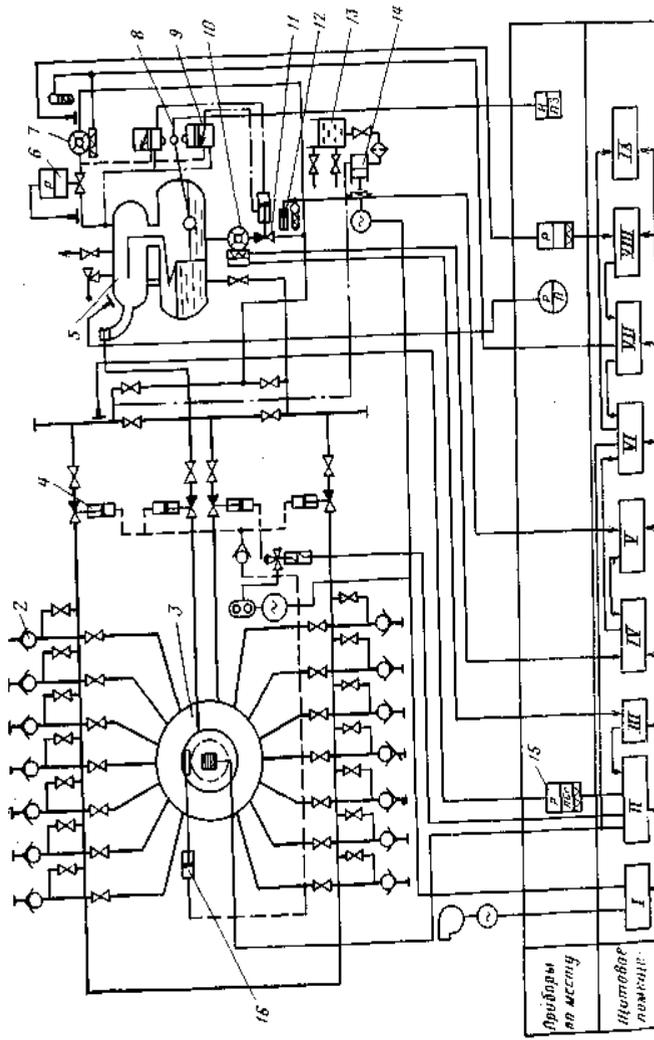


Рис. 1.7. Схема блочной групповой установки «Спутник Б»:

I – блок питания электроприводов; II – блок питания индикации; III – блок питания ТОР-I; IV – блок электронный; V – электронный блок измерителя влажности сырой нефти; VI – регистрирующее устройство; VII – регистратор газового счетчика; VIII – нормирующий усилитель; IX – перфоратор

Системой автоматизации установки предусмотрена сигнализация на диспетчерский пункт (ДП) в случае следующих аварийных ситуаций: остановки или отсутствия подачи скважин, отключения электроэнергии, неисправности в системе измерения дебитов скважин.

Примененный в установках «Спутник А» и «Спутник Б»

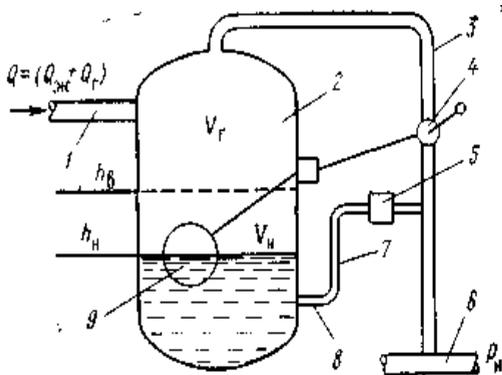


Рис. 1.8. Измерительный сепаратор

импульсный метод измерения дебита скважин, заключающийся в накоплении жидкости в сепараторе до заданного уровня и импульсном продавливании ее через турбинный расходомер, обеспечивает работу последнего в одном

режиме независимо от дебита скважины в большом диапазоне (20 – 400 м³/сут) одним прибором, рассчитанным на максимальный предел измерения. Работа измерительного сепаратора изображена на рис. 1.8. Газонефтяная смесь по трубе 1 поступает в сепаратор 2. Пусть в начальный момент жидкость в сепараторе находится на уровне h_H , клапан 4 открыт, и газ, выделившийся в сепараторе, по газовой линии 3 поступает в выкидной коллектор 6. Жидкость из-за наличия гидрозатвора 7 не поступает в выкидной коллектор 6, а накапливается в сепараторе 2. Происходит цикл наполнения. При достижении уровня h_B поплавков 9 регулятора закрывает газовый клапан 4, давление газа в сепараторе увеличивается вследствие поступающего с жидкостью газа и жидкость из сепаратора проходит через трубу 8 и продавливается через счетчик 5. При снижении уровня жидкости до h_H открывается газовый клапан и цикл слива прекращается.

Скорость слива, а следовательно, и частота вращения турбинки счетчика пропорциональны объему газа, поступающего в

сепаратор в процессе слива. Постоянство частоты вращения турбинки зависит от постоянства дебита скважины по газу, постоянства давления в сепараторе. Последнее условие может быть выполнено применением в установке регулятора давления газа. В выпускаемых в последнее время групповых измерительных установках «Спутник АМ» установлены на газовой линии регуляторы перепада давления. Это обеспечивает постоянную скорость прохождения жидкости через турбинку счетчика.

Схема применяемого в установке измерителя дебита – турбинного счетчика TOP изображена на *рис. 1.9*.

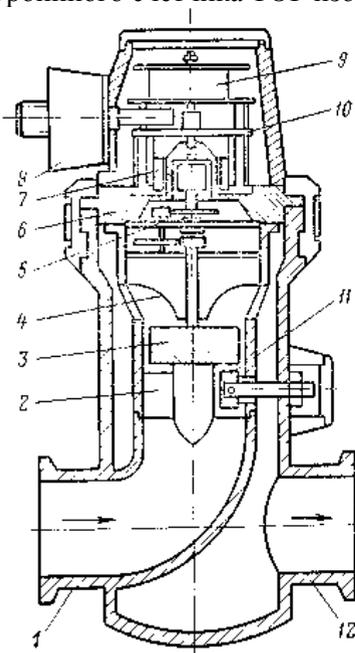


Рис. 1.9. Турбинный счетчик «TOP»

Жидкость проходит через входной патрубок 1, обтекатель 2 и вращает крыльчатку 3. Вращение крыльчатки через собранный на основании 6 понижающий редуктор 5 и магнитную муфту 7 передается на механизм 9 местного отсчета. Жидкость, пройдя крыльчатку, отражается экраном 4 и выходит из корпуса через патрубок 12. Корректировка показаний прибора при проверке осуществляется корректором 11, управление которым вынесено наружу счетчика. Дистанционная передача осуществляется

электромагнитным или индукционным преобразователем. Электромагнитный датчик построен на принципе магнитоуправляемых нормально разомкнутых контактов, которые, замыкаясь, выдают электрический сигнал, когда постоянные магниты, закрепленные на диске 10, проходят мимо контактов электромагнитного датчика 8. Магнитоиндукционный

преобразователь представляет собой генератор, имеющий постоянный магнит, сердечник и обмотку. Частотные сигналы в этом преобразователе возникают в результате прохождения крыльчатки мимо сердечника. Турбинные счетчики TOP выпускаются трех типоразмеров от 3 до 75 м³/ч. Относительная погрешность $\pm 2,5$ % от предела измерения. Рабочее давление 6,4 МПа. Питание электромагнитного преобразователя постоянным током 3,8 МА напряжением 35 В. Блок питания установки подключается к переменному току напряжением 220 В, частотой 50 Гц.

1.5. Автоматизированные сепарационные установки

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

Качество сепаратора характеризуется минимальным диаметром капель жидкости, задерживаемых в сепараторе; максимально допустимым значением средней скорости газового потока в свободном сечении или в каплеуловительной секции сепаратора и временем пребывания жидкой фазы в сепараторе, за которое происходит допустимое отделение свободного газа от жидкости. Значение удельного уноса капельной жидкости не должно превышать 50 см³ на 1000 м³ газа, в то время как удельный унос свободного газа потоком жидкости в сепараторе рекомендуется принимать равным 200 л на 1 м³ жидкости.

Эффективной конструкцией сепаратора принято считать такую, которая при высокой степени очистки газа и жидкости и

значительной производительности имеет меньшую металлоемкость и дешевле в изготовлении. Эффективная очистка газа от капельной жидкости и жидкости от пузырьков газа происходит в таких сепараторах при больших скоростях движения жидкости и газа.

Эффективным высокопроизводительным сепаратором является гидроциклонный двухъемкостный сепаратор, разработанный в институте Гипростокнефть (рис. 1.10), который применяется как на сепарационных установках, так и на групповых измерительных установках типа «Спутник А» и «Спутник Б».

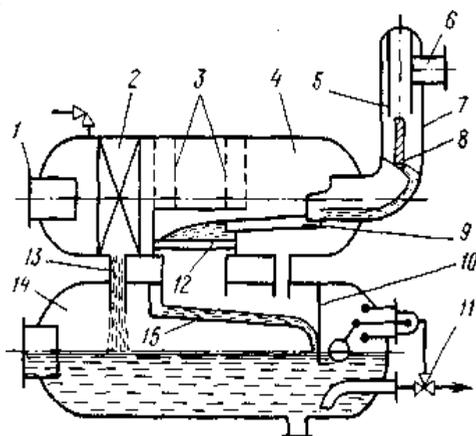


Рис. 1.10. Схема гидроциклонного двухъемкостного сепаратора:
 1 – отвод газа; 2 – жалюзийная насадка; 3 – перфорированные сетки для улавливания капельной жидкости; 4 – верхняя емкость сепаратора;
 5 – направляющий патрубок; 6 – тангенциальный ввод газонефтяной смеси;
 7 – головка гидроциклона; 8 – отбойный козырек газа; 9 – направляющая полка; 10 – перегородка; 11 – исполнительный механизм; 12 – уголковые разбрызгиватели; 13 – дренажная трубка; 14 – нижняя емкость гидроциклона; 15 – лоток

Нефтегазовая смесь поступает в гидроциклонную головку 7, в которой под действием центробежных сил она разделяется на нефть и газ. Далее нефть и газ движутся раздельно и поступают в верхнюю емкость 4. Нефть по сливному лотку 9 направляется на разбрызгиватели 12 и далее по лотку 15 и дренажной трубе 13 стекает в нижнюю емкость 14. Газ проходит через

перфорированные сетки 3 для улавливания капельной жидкости, жалюзи 2 и выходит из сепаратора в газовую линию через патрубок 1. Для успокоения колебаний жидкости в нижней емкости предусмотрена перегородка 10. Регулирование уровня обеспечивается регулятором 11. Отсепарированная нефть поступает в нефтяной коллектор через патрубок.

Приведенный гидроциклонный сепаратор используется в автоматизированных блочных сепарационных установках СУ-2. Установки СУ-2, предназначенные для первичной сепарации нефти, выпускаются трех типоразмеров: СУ2-750, СУ2-1500 и СУ2-3000 и имеют производительность соответственно 750, 1500 и 3000 м³/сут (рис. 1.11).

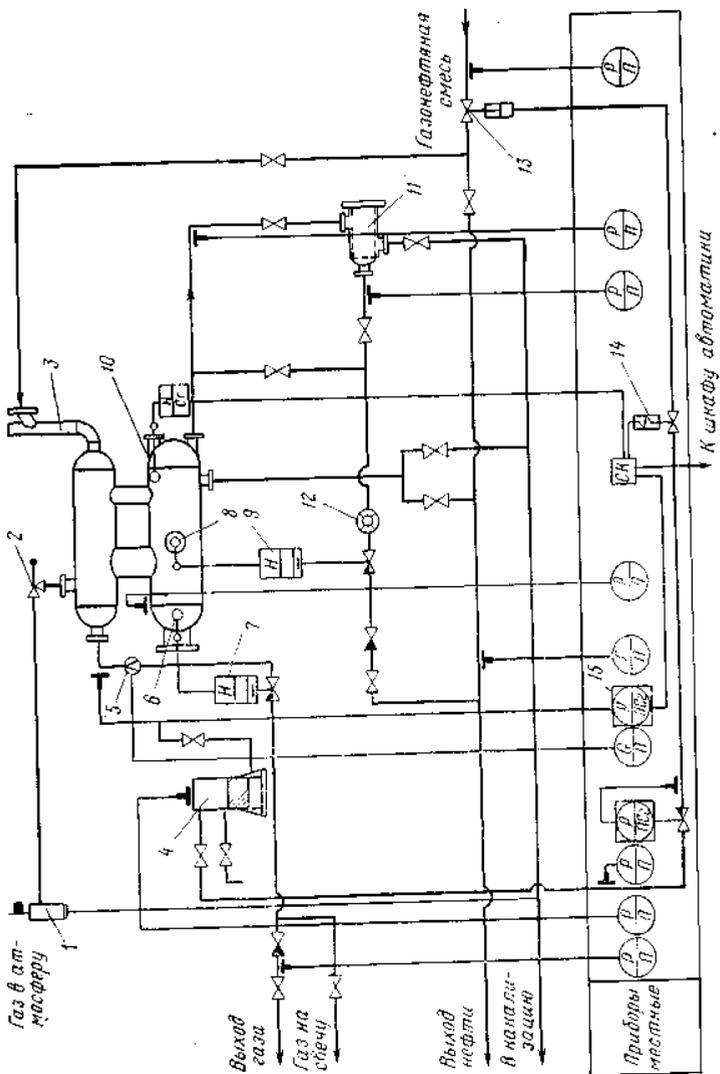


Рис. 1.11. Схема блочной сепарационной установки СУ-2

Газо-нефтяная смесь после групповой измерительной установки поступает в гидроциклонный сепаратор 3. Из нижней

сепарационной емкости нефть проходит через фильтр *11* и далее, очищенная от механических примесей, через турбинный расходомер *12* в нефтесборный коллектор. На газовой линии смонтирована камерная диафрагма *5* для измерения объема отсепарированного газа. Для сброса давления в сепарационной емкости в случае превышения допустимого значения установлен предохранительный клапан *2*. Предусмотрена автоматическая защита установки при аварийном повышении уровня и давления в сепараторе, передача аварийных сигналов на диспетчерский пункт. Уровень в сепараторе регулируется двумя механическими регуляторами уровня *7* и *9*, которые размещены на нижней сепарационной емкости и управляют регулирующими клапанами, расположенными на линиях отвода выделившегося газа и отсепарированной нефти. Регуляторы получают управляющие сигналы от поплавковых датчиков *6* и *8*. Если уровень жидкости в сепараторе достигнет аварийной отметки, поплавковый сигнализатор *10* уровня типа ПФ-40-СУВЗГ-4 подаст электрический сигнал на соленоидный клапан (СК) *14* КСП-4М, который направит сжатый воздух из осушителя *4* на пневмопривод задвижки *13*. При этом будет перекрыта линия, по которой газонефтяная смесь поступает на установку. В случае аварийного превышения давления импульс от электроконтактного манометра *15* воздействует на клапан *14*, который подаст сжатый воздух на пневмопривод задвижки *13*, и поступление газонефтяной смеси на установку прекратится.

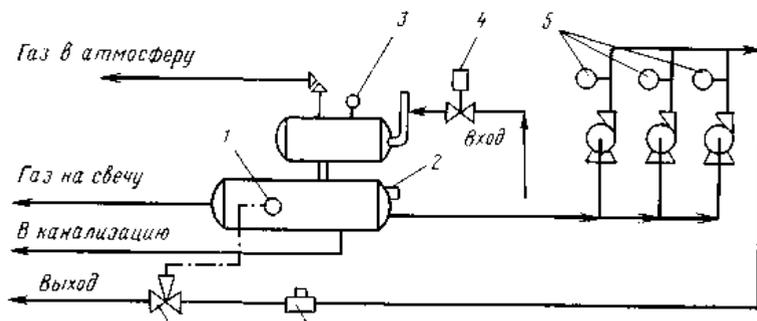


Рис. 1.12. Схема сепарационной установки с насосной откачкой

Если после сепарации давление, под которым выходит нефть, недостаточно для дальнейшего движения по промысловой транспортной сети, применяют сепарационные установки типа СУН с откачивающими насосами. Установки выпускаются четырех модификаций: СУН-1-750-6, СУН-2-750-6, СУН-1-1500-6, СУН-2-1500-6. Первая цифра после буквенного шифра указывает на тип гидроциклонного сепаратора – одноемкостный или двухъемкостный (1 и 2), вторая – производительность установки, третья – рабочее давление в сепараторе. Установка (рис. 1.12) комплектуется двумя или тремя откачивающими насосами типа ПС или МС, смонтированными единым блоком на сварной раме. На установке СУН предусмотрено автоматическое согласование производительности с объемом поступающей в сепаратор жидкости. Это выполняется механическим регулятором уровня 1, установленным в сепараторе с регулирующим клапаном 6 на линии выхода нефти после откачивающих насосов. В случае срыва подачи по сигналу электроконтактных манометров 5, установленных на выбросе насосов, последние будут остановлены. При аварийной остановке рабочего насоса схемой автоматики предусмотрено включение резервного. Автоматическая защита установки при аварийном уровне в сепараторе осуществляется датчиком предельного уровня 2 ДПУ-1М, включающим с помощью соленоидного пилотного клапана КСП – 4 задвижку с пневмоприводом 4 типа ПИТ-1, установленную на линии входа газонефтяной смеси в сепаратор. Защита от аварийного превышения давления осуществляется электроконтактным манометром. При этом, как и в случае аварийного превышения уровня, перекрывается входная линия. При аварийном разливе жидкости в сепараторе, превышении в нем допустимого давления, аварийном отключении насоса – во всех этих случаях на диспетчерский пункт посылается сигнал аварии. На установке предусмотрен местный контроль объема отсепарированной нефти с помощью турбинного счетчика 7. Объем отсепарированного газа определяется с помощью переносного дифманометра ДТ-50, подключаемого к

установленной на выходе газа камерной диафрагме ДКН-10. Давление в сепараторе наблюдается по манометру 3.

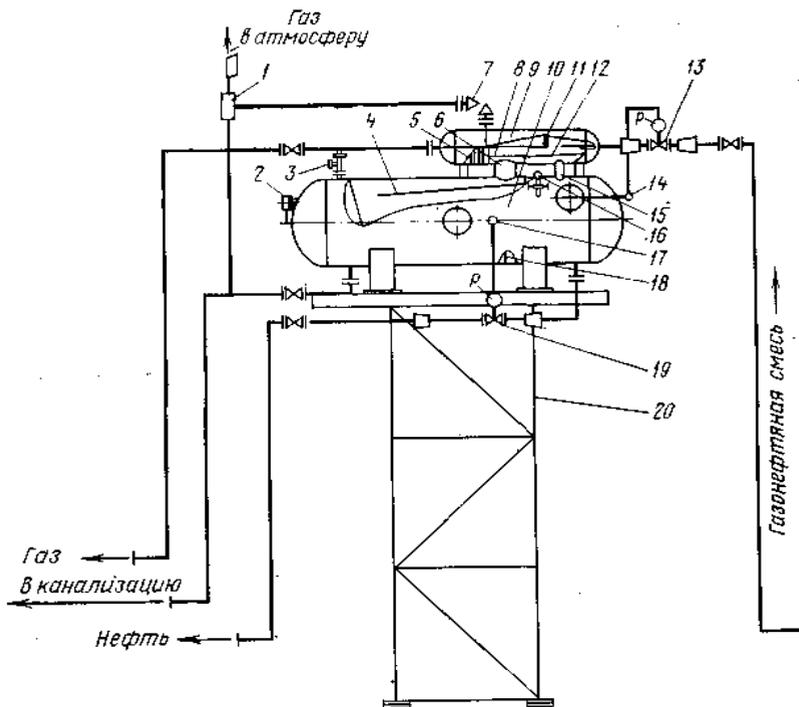


Рис. 1.13. Схема автоматизированной блочной
концевой сепарационной установки

Автоматизированные концевые блочные сепарационные установки КСУ предназначены для конечной сепарации газа из нефти при атмосферном либо избыточном давлении 5–15 кПа (рис. 1.13). Сепарационный блок состоит из двух горизонтальных сепарационных емкостей 9 и 10, размещенных друг над другом и соединенных сточным патрубком 6. Верхняя емкость служит для отделения отсепарированного газа от сопутствующих капель жидкости. Для этого в ней установлены отбойники 11 и тонкой 5 очисток газа. Нижняя сепарационная емкость обеспечивает полную сепарацию нефти. Сепарационный блок устанавли-

ливается на высоком основании 20 для обеспечения движения отсепарированной нефти самотеком до резервуарного парка. В зависимости от условий работы газосборной системы высота оснований бывает 6; 9; 12 или 15 м. Поступающая нефть по лотку 12 попадает на распределитель 8, обеспечивающий равномерный сток ее через патрубок 6 в нижнюю емкость. Далее нефть движется по лотку 4 тонким слоем, что повышает эффективность сепарации. Патрубок 15 предусмотрен для выхода отсепарированного газа из нижней в верхнюю емкость и для выравнивания давления в них. Для осаждения из нефти и удаления механических примесей в нижней емкости установлена перегородка 18. Системой автоматики предусмотрены регулирование уровня нефти в сепараторе и автоматическая защита при аварийном превышении уровня. Механический регулятор 17 с исполнительным механизмом 19, установленным на сливной линии, поддерживают заданный уровень в сепараторе. Механический регулятор 14 с исполнительным механизмом 13 на входе в сепаратор обеспечивают защиту при аварийном разливе нефти в сепараторе. Для измерения уровня нефти в сепараторе применяется буйковый уровнемер 3 типа УБ-51-04. Для сигнализации об аварийном превышении уровня жидкости используется датчик 2 типа ДПУ-1, для сигнализации о предельном давлении – электроконтактный манометр 16 типа ВЭ-16-РБ. На верхней сепарационной емкости установлен предохранительный клапан 7 для сброса газа при избыточном давлении. Для улавливания имеющихся в сбрасываемом газе капель предусмотрен расширитель 1.

Автоматизированные блочные концевые сепарационные установки выпускаются производительностью 2000, 5000 м³/сут.

Автоматизированная блочная установка для сепарации и предварительного обезвоживания нефти БАС-1-100 позволяет уменьшить количество воды, содержащейся в нефти, поступающей на установки подготовки (обезвоживания) нефти, что улучшает режим работы последних и обеспечивает значительную экономию топлива (рис. 1.14). Нефть после сепарационных установок предварительно смешивается с горячей пластовой водой, поступающей с установок подготовки нефти, и направляется в отсек 7 на полки 6, где из нее

выделяется газ и поступает в газосборную сеть. Перепад давления между двумя отсеками, разделенными перегородкой 8, поддерживается регулятором 2 типа РУМ-17, за счет чего частично дегазированная нефть через разделительный патрубок 15 поступает в отсек 9.

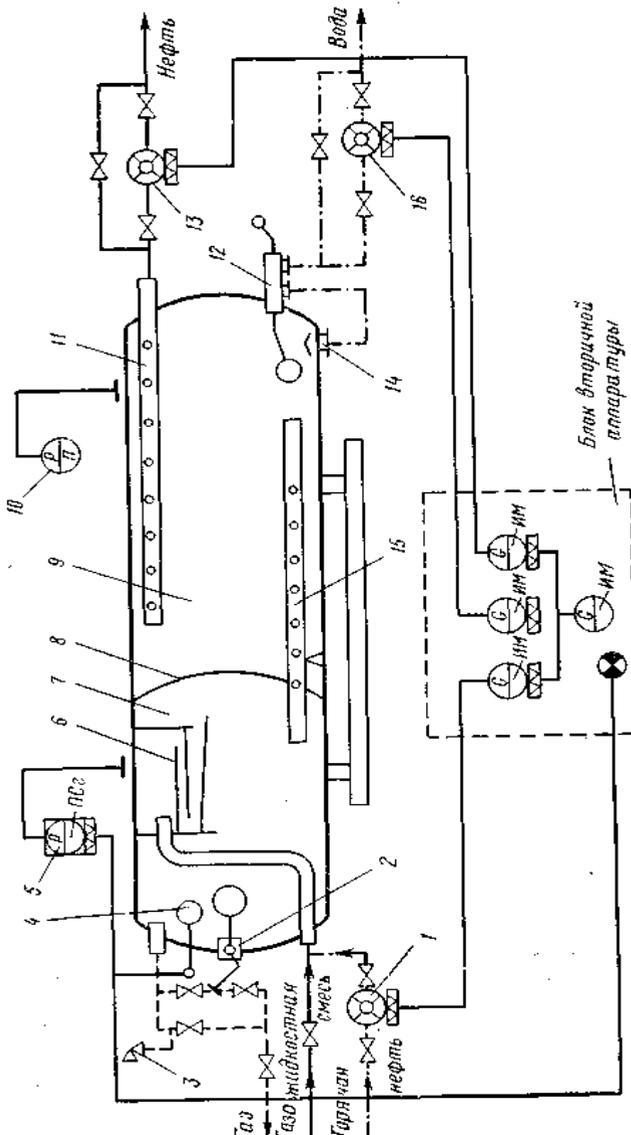


Рис. 1.14. Схема автоматизированной блочной сепарационной установки с предварительным сбросом пластовой воды БАС-1-100

Здесь регулятором 12 типа РУР-1 поддерживается заданный уровень горячей пластовой воды. При движении эмульсии через этот слой воды происходит интенсивное перемешивание, глобулы воды сталкиваются, укрупняются и осаждаются. Частично обезвоженная нефть через патрубок 11 выводится из сепаратора и направляется на установку подготовки нефти. Выделившаяся вода через патрубок 14 сбрасывается в дренажную линию.

Объем поступающей и уходящей с установки нефти измеряется турбинными расходомерами 1, 13 и 16. Давление в отсеке 9 контролируется показывающим манометром 10. В случае аварийного взлива и превышения давления подаются аварийные сигналы соответственно датчиком предельного уровня 4 типа ДПУ-1М и электроконтактным манометром 5. При избыточном давлении в сепараторе газ сбрасывается через предохранительный клапан 3.

Датчик предельного уровня ДПУ-1М представляет собой поплавковое устройство со штангой, закрепленной жестко на оси. На этой же оси закреплен рычаг, который нажимает на кнопку микровыключателя при достижении установленного предельного уровня. При включении микровыключателя замыкается электрическая цепь аварийной сигнализации. Этот же электрический сигнал может быть использован для команды на включение привода исполнительного механизма, обеспечивающего либо процесс поступления жидкости в емкость, либо процесс опорожнения этой емкости.

Применяемый для автоматического регулирования уровня регулятор РУМ-17 представляет собой поплавок 4 (рис. 1.14), связанный системой рычагов 2, 3, 5 с заслонкой 1. Поплавок следит за изменением уровня в емкости. Если уровень повы-

сится, поплавков через систему рычагов уменьшит расходное сечение газовой линии. При этом давление в левом отсеке повышается, и жидкость выжимается в правый отсек емкости. Когда уровень жидкости в левом отсеке понизится, поплавок опустится и заслонка откроет газовую линию. Давление понизится, и левый отсек вновь начнет заполняться. Регулятор имеет диапазон регулирования ± 200 мм, рабочее давление 0,6 МПа.

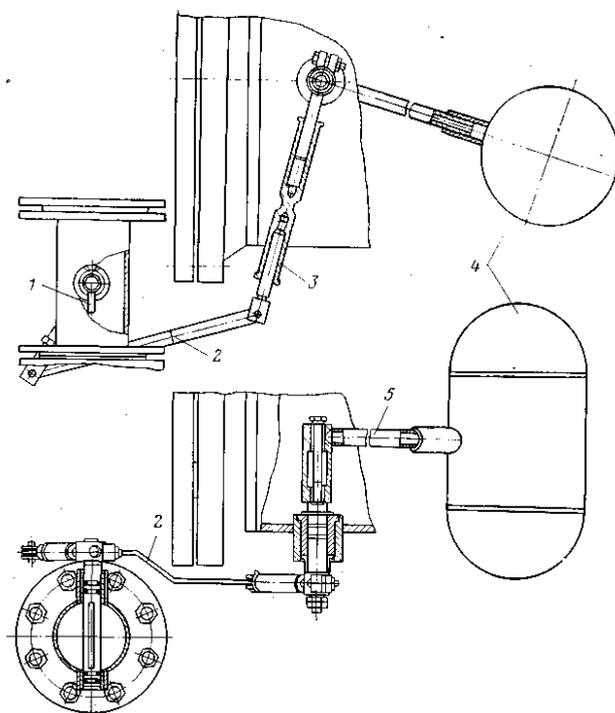


Рис. 1.14. Регулятор уровня РУМ-17

Схема регулятора РУР-1, применяемого для регулирования уровня раздела сред, изображена на рис. 1.15. При изменении уровня водонефтяного раздела поплавков 1 с рычагом

поворачивает валик 2, к которому жестко прикреплен расположенный в корпусе 5 золотник 3. Золотник, поворачиваясь в цилиндре 4, перекрывает расположенные в нем окна, вследствие чего изменяется проходное сечение слива жидкости. Положение поплавка на границе сред регулируется перемещением груза 7 по рычагу 8. Контроль за регулировкой осуществляется вентилем 9, через который в процессе настройки отбирается проба жидкости. К входному и выходному фланцам корпуса 6 крепятся трубопроводы системы сброса отделенной на установке воды. Диапазон регулирования ± 200 мм, рабочее давление 0,6 МПа.

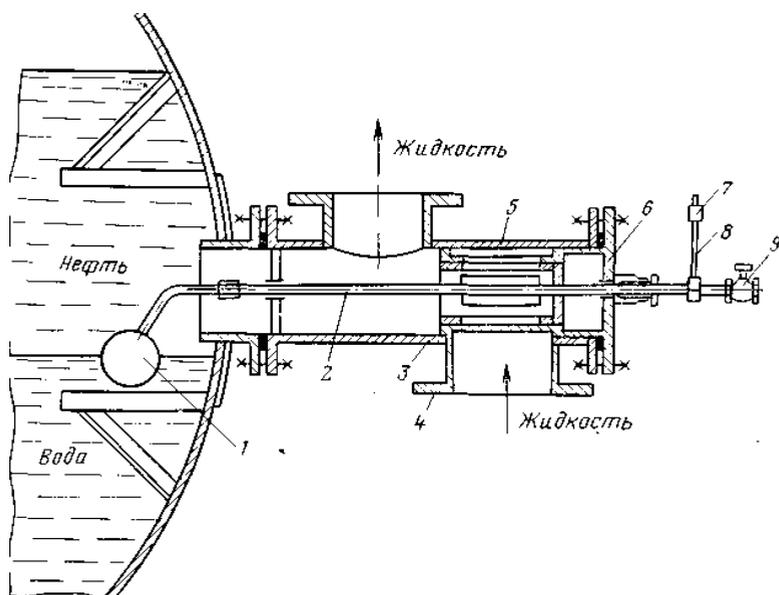


Рис. 1.15. Регулятор уровня раздела сред РВП-1

1.6. Автоматизированные блочные дожимные насосные станции

Если давление в системе промышленного сбора нефти и попутного газа недостаточно для

транспортировки отсепарированной нефти на установки ее подготовки, в схеме обустройства нефтяных промыслов применяют дожимные насосные станции (ДНС). Нефть от групповых установок поступает в буферные емкости ДНС. В буферных емкостях поддерживается давление 0,6 МПа, обеспечивающее необходимый при перекачке газированной нефти подпор на приеме перекачивающих насосов. Нефть подается насосами по напорному нефтепроводу в пункт назначения.

В блочных помещениях размещаются также насосы для откачки нефти, появляющейся при утечках через сальники насосов и предохранительные клапаны. Отсепарированный газ после буферной емкости направляется в газосборную систему. Технологический процесс перекачки нефти автоматизирован.

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

регулирование температуры в помещениях щитовой, операторной и насосных.

Автоматическое регулирование производительности осуществляется с помощью автоматов откачки АО-5. Если производительность насосов превышает объем нефти, поступающей в емкости, уровень жидкости в последней будет понижаться и, когда он достигнет определенного нижнего предела, автомат откачки АО-5 замкнет контакт «нижний уровень». При этом включается реле времени нижнего уровня (РВНУ), которое через каждую минуту выдает импульсы продолжительностью 3–5 с. Это приводит к прикрытию установленных на выбросе насосов задвижек. Если после прикрытия задвижек уровень поднимается, автомат откачки отключит РВНУ. Если после этого поступление жидкости в емкости будет соответствовать откачке ее, проходное сечение задвижек не будет меняться. Увеличение притока жидкости на ДНС может привести к тому, что уровень жидкости в емкостях начнет повышаться и, когда он достигнет верхнего предельного, автомат откачки включит реле времени верхнего уровня (РВВУ), которое будет посылать импульсы, открывающие задвижки на выбросе насосов. В случае аварийного превышения уровня нефти в емкостях датчики предельного уровня ДПУ-1 подают сигнал, отключающий соленоиды в клапанах КСП-4. При этом сжатый воздух давлением перекроет линию входа нефти на ДНС. Одновременно на диспетчерский пункт (ДП) поступит сигнал аварии. Если уровень жидкости в буферных емкостях снизится до нижнего предельного, от ДПУ-1 поступит импульс, отключающий приводы всех насосных агрегатов. Задвижки на выкидных линиях насосов будут закрыты, и на ДП будет послан сигнал аварии. Автоматическое регулирование давления сепарации осуществляется регулятором давления прямого действия с мембранным исполнительным механизмом, установленным на линии отвода газа в газосборную сеть. При повышении давления на входе ДНС более 0,6 МПа электроконтактный манометр ВЭ-16РБ подаст импульс, обесточивающий клапаны типа КСП-4. При этом вход нефти на ДНС будет перекрыт, и на ДП будет послан сигнал аварии.

Автоматическая блокировка (защитное перекрытие) газосборной линии и открытие линии подачи газа на факел при аварийном превышении давления в емкости выполняются при помощи электроконтактного манометра ВЭ-16РБ, соленоидных пилотных клапанов КСП-4 и управляемых запорных кранов, установленных на газосборной линии и на линии отвода газа на факел. При этом на ДП будет послан сигнал аварии. Автоматическое отключение насосов ДНС при аварийном снижении давления в напорном трубопроводе осуществляется также при помощи электроконтактных манометров ВЭ-16РБ, установленных на напорных линиях после основного и резервного насосов.

Автоматическое отключение насосов при возникновении пожара в помещениях нефтенасосных происходит при подаче сигнала от тепловых датчиков системы противопожарной защиты в блок местной автоматики. Сигнал поступает при повышении температуры в помещении нефтенасосов до 90 °С.

Одновременно кран перекрывает трубопровод на входе ДНС. Автоматическая блокировка трубопровода на входе ДНС, газопровода после буферных емкостей и открытие линии сброса газа на факел при прекращении энергоснабжения ДНС выполняются при помощи соответствующих запорных кранов и клапанов КСП-4. В случае прекращения энергоснабжения ДНС соленоиды обесточиваются, и через пилотные клапаны сжатый воздух поступает на запорные краны. Для автоматического регулирования температуры в помещениях щитовой и операторной применяются датчики температуры типа ДТКМ-41 и нагревательные приборы типа ШВС-1, 2/1, находящиеся в щитовой и операторной. Нагревательные приборы автоматически включаются при температуре воздуха ниже 5 °С и выключаются при 20 °С.

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

На ДНС предусмотрен местный контроль давления техническими манометрами общего назначения в напорном трубопроводе, на приеме насосов, на газовой линии после буферных ем-

костей и температуры ртутными техническими термометрами на трубопроводах нефти от насосной и газа после буферной емкости. Расход газа после буферных емкостей определяется подключением переносного дифманометра к камерной диафрагме.

Расход нефти в напорном трубопроводе контролируется расходомером переменного перепада давления. Уровень в буферных емкостях измеряется электронными индикаторами уровня типа ЭПУ-18М. Предупредительная звуковая и световая сигнализация при отклонениях давлений на приеме ДНС, в газосборной сети и в трубопроводе после регулятора давления осуществляется электроконтактными манометрами. Сигнализация при утечках сальников насосных агрегатов подается поплавковыми датчиками уровня, установленными в емкостях для сбора утечек нефти, которые также обеспечивают автоматическую откачку ее.

Раздел 2 АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОДГОТОВКИ И ОТКАЧКИ ТОВАРНОЙ НЕФТИ

2.1. Характеристика технологического процесса и задачи автоматизации

В нефтяных пластах нефть, как правило, залегает вместе с водой. В добываемой нефти в зависимости от близости контурной или подошвенной воды к забою скважины содержание пластовой воды изменяется от нескольких единиц до десятков процентов. В пластовой воде содержатся различные минеральные соли и иногда механические примеси. Содержание в нефти воды и водных растворов минеральных солей приводит к увеличению расходов на ее транспортировку, вызывает образование стойких нефтяных эмульсий и создает затруднения при переработке нефти на нефтеперерабатывающих заводах из-за нарушения режима процесса и коррозии оборудования. Согласно действующим ГОСТам, товарная нефть не должна содержать больше 1 % воды и 40 мг/л хлористых солей. Поэтому добываемая нефть подвергается на нефтяном промысле обработке,

закрывающейся в обезвоживании и обессоливании. Такая обработка на промысле называется подготовкой нефти.

Наиболее распространенными методами деэмульсации нефти на нефтяных промыслах являются термохимические. Более 80 % всей добываемой нефти обрабатывается на автоматизированных блочных термохимических установках. Основными достоинствами этих установок являются низкая чувствительность режима работы при широком изменении содержания воды в нефти, возможность быстрого монтажа их. Блочное оборудование термохимической установки, выпускаемое заводами, поставляется на промыслы с полной автоматизацией в отлаженном состоянии и монтируется на месте в течение 15 – 20 дней. К настоящему времени разработана номенклатура блочного автоматизированного оборудования термохимических установок заводского изготовления: нагреватели-деэмульсаторы УДО-2М, УДО-3, СП-1000, «Тайфун» и др.

Принципиальная схема установки подготовки нефти (УПН) и воды (УПВ) изображена на *рис. 2.1*. Обводненная нефть в виде эмульсии с частично растворенным в ней газом после первой степени сепарации, расположенной на ДНС, поступает в сборные коллекторы, а затем в общий коллектор, из которого направляется в коллектор — гаситель пульсаций 2. Перед коллектором 2 по трубопроводу 40 вводят дренажную горячую воду, содержащую поверхностно-активные вещества (ПАВ), способствующие разрушению эмульсии. Из коллектора 2 эмульсия поступает в каплеобразователь 4 и далее в сепараторы второй степени 5, а выделившийся газ направляется в сборный газопровод 3, по которому он транспортируется на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). Далее газ проходит через турбосепаратор 10, где происходит очистка его от капельной взвеси. Вода из сепараторов по линии 39 автоматически сбрасывается в резервуар-отстойник 36 с гидрофильным фильтром. Обводненную нефть из сепараторов направляют в теплообменники 6, в которых происходит предварительный нагрев нефтеводяной смеси горячей смесью, прошедшей блок нагрева 7 и теплоизолированные сепараторы 9. Сепараторы служат для отделения газовой фазы, образующейся в блоке

нагрева 7, и интенсификации отделения воды от нефти в отстойниках 12. Вода из отстойников автоматически сбрасывается в резервуар-отстойник 36, а нефть направляется в смеситель 14. В отстойниках практически получается обезвоженная нефть, содержащая воды не более 1%. На этой стадии процесс обезвоживания заканчивается.

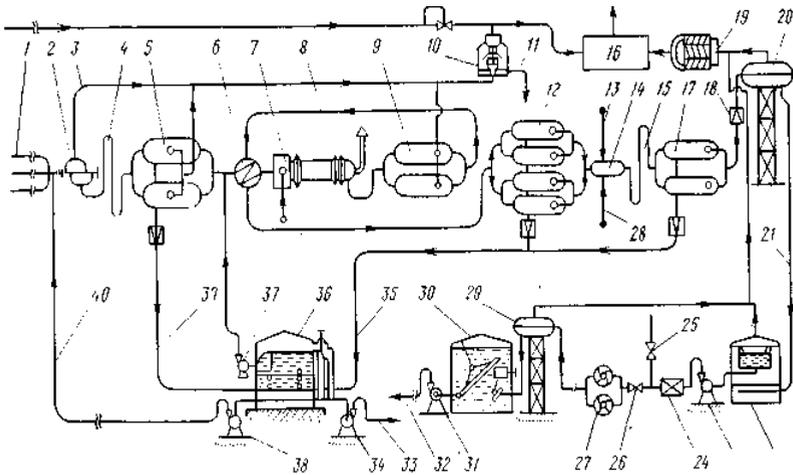


Рис. 2.1. Схема установки подготовки нефти и воды
 1 – сборные коллекторы с месторождения; 2 – коллектор – гаситель пульсаций; 3 – сбор уловленной из газа нефти; 5 – регулятор давления;
 12 – герметизированные отстойники по обезвоживанию нефти;
 13 – линия подачи ПАВ дозировочным насосом; 14 – смеситель;
 15 – каплеобразователь; 16 – газоперерабатывающий завод;
 17 – отстойники по обессоливаю нефти; 18 – регулируемый штуцер; 19 – винтовой насос-компрессор; 20 – концевые сепараторы;
 21 – самотечная линия товарной нефти; 22 – резервуар товарной нефти; 23 – опорный насос; 24 – автоматизированная установка «Рубин-2М» по измерению качества и количества товарной нефти; 25 и 26 – автоматически закрывающиеся и открывающиеся краны; 27 – расходомеры товарной нефти «Норд»; 28 – линия подачи пресной горячей воды; 29 – сепаратор товарного парка; 30 – парк товарных резервуаров; 31 – головная насосная станция; 32 – магистральный нефтепровод; 33 – водовод на КНС; 34 – насос для подачи пластовой сточной воды на КНС; 35 – водовод для сброса пластовой сточной воды из отстойников; 36 – резервуар-отстойник по подготовке сточной пластовой воды; 37 – насос для откачки нефти;

38 – насос для подачи пластовой сточной воды, содержащей ПАВ;

39 – водовод для сброса пластовой сточной воды

При отделении из нефти минерализованной пластовой воды нефть одновременно частично обессоливается. Однако в обезвоженной до 1 % нефти содержится 2000–3000 мг/л солей, что недопустимо, так как это может привести к коррозии трубопроводов и оборудования НПЗ. Для более глубокого обессоливания в пос-тупившую в смеситель 14 обезвоженную нефть по линии 28 подается горячая пресная вода (от 2 до 5 % к общему объему нефти). Для предотвращения образования эмульсии по линии 13 подается ПАВ. Пресная вода с ПАВ и обезвоженная нефть интенсивно перемешиваются и поступают в каплеобразователь 15 для предварительного выделения воды. Затем для окончательного разделения смесь направляют в герметизированные теплоизолированные отстойники обессоливания 17. Основное назначение смесителя 14 и каплеобразователя 15 – создать условия, способствующие «захвату» каплями пресной воды соленых капель пластовой воды, оставшихся в нефти после ее обезвоживания. Из отстойников обессоливания кондиционная нефть под собственным давлением через регулируемый штуцер 18 направляется в концевые сепараторы 20, в которых компрессором 19 поддерживается вакуум. Из концевых сепараторов кондиционная нефть самотеком поступает в буферные емкости (резервуары) 22 и далее насосом 23 перекачивается через автоматизированную установку 24 учета товарной нефти. Если содержание воды и соли в нефти превышает допустимую норму, на установке учета будет автоматически перекрыт кран 26 и открыт кран 25. При этом некондиционная нефть снова будет направлена на обезвоживание и обессоливание. Кондиционная нефть проходит через расходомеры 27 типа «Норд» и далее, пройдя через сепаратор 29, поступает в резервуары 32 товарного парка, откуда насосами 31 откачивается в магистральный нефтепровод 32.

Отделенная в отстойниках от нефти пластовая вода отводится по водоводу 35 в резервуар-отстойник 36. Из этого резервуара часть воды насосом 38 подается по водоводу 40 на вход коллектора – гасителя пульсаций, а большая часть ее от-

качивается насосом на кустовые насосные станции (КНС) системы поддержания пластовых давлений (ППД).

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

2.2. Автоматизированные блочные установки подготовки нефти

Автоматическая деэмульсионная установка «Тайфун 1-400» (рис. 2.2) состоит из блоков сепарационного, деэмульсионного и местной автоматики. Блок сепарации 2 представляет собой вертикальную емкость с гидроциклонным устройством. Блок деэмульсации 1 собран в горизонтальной емкости на металлической раме. Внутри емкость разделена перегородками на отсеки: нагревательный I, отстойный II, нефте- и водосборный III и IV. В нагревательном отсеке смонтированы два газонагревателя и перфорированный распределитель потока, в отстойном отсеке – емкость для хранения химреагента и расходомер 8 щелевого типа для измерения массы отстоявшейся нефти, в водосборном отсеке – регулируемый сифон 4 для поддержания межфазного уровня и регулятор уровня 5 типа РУМ-17. Такой же регулятор уровня установлен в нефтесборном отсеке.

Водонефтяная эмульсия или частично обезвоженная нефть с сепарационных установок поступает в сепарационный блок, в котором отделяется попутный газ. Затем эмульсия поступает в нагревательный отсек, куда подается определенная доза химического реагента. Эмульсия, разбитая перфорированным распределителем на множество мелких потоков, проходит вертикальным противотоком через слой горячей промывочной воды. При этом глобулы воды из эмульсии поглощаются промывочной водой. Далее эмульсия и выделившаяся вода

поступают в отстойный отсек, где происходит гравитационный отстой воды.

Обезвоженная нефть переливается в нефтесборный отсек и оттуда направляется в резервуар товарной нефти. Отделившаяся вода под действием гидростатического давления через регулируемый сифон протекает в водосборный отсек, откуда она передается на установку очистки воды для подготовки ее к закачке в нефтяные пласты. Системой контроля и аварийной защиты обеспечиваются сигнализация при отклонении параметров от заданных значений и отключение подачи газа на горелки. Процесс горения управляется терморегулятором. Регуляторы давления и температуры и соленоидный клапан системы контроля процесса горения смонтированы на наружных трубопроводах деэмульсионного блока. Контрольно-измерительные приборы собраны на отдельной панели. Блок местной автоматики выполнен в виде отдельного шкафа, в котором смонтирована электрическая схема контроля управления и сигнализации. Производительность установки – $46 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$.

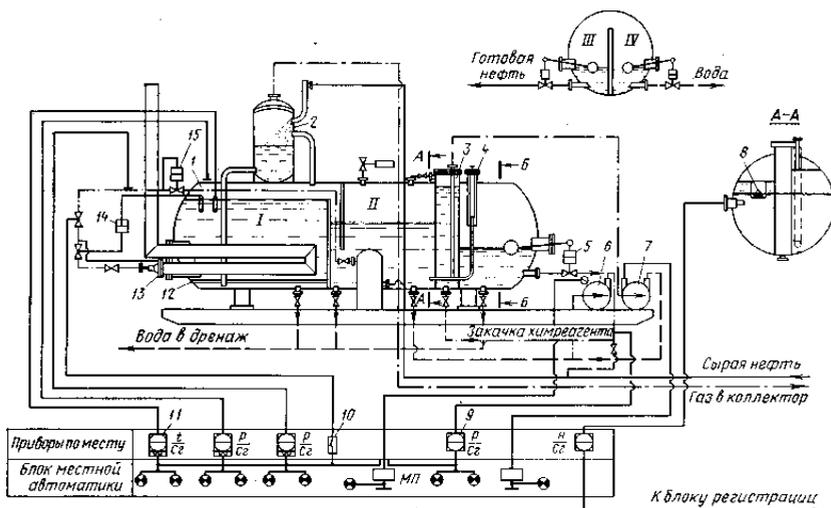


РИС. 2.2. СХЕМА АВТОМАТИЧЕСКОЙ ДЕЭМУЛЬСИОННОЙ УСТАНОВКИ «ТАЙФУН 1-400»: 1 – ДЕЭМУЛЬСИОННЫЙ БЛОК; 2 – СЕПАРАЦИОННЫЙ БЛОК; 3 – ЕМКОСТЬ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ

ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА; 4 – СИФОН; 5 – РЕГУЛЯТОР УРОВНЯ
РУМ-17;
6 – ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАСОС 2К-6; 7 – ДОЗИРОВОЧНЫЙ НАСОС НД-
05Р-10/100;
8 – ЩЕЛЕВОЙ РАСХОДОМЕР; 9 – ЭЛЕКТРОКОНТАКТНЫЙ МАНОМЕТР
ЭКМ;
10 – ЗАПОРНЫЙ СОЛЕНОИДНЫЙ КЛАПАН; 11 –
ЭЛЕКТРОКОНТАКТНЫЙ ТЕРМОМЕТР ЭКТ; 12 – РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬ;
13 – ГАЗОНАГРЕВАТЕЛЬ; 14 – РЕГУЛЯТОР ТЕМПЕРАТУРЫ

Установка «Тайфун 1-1000» имеет производительность $115,7 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$ (рис. 2.3). Дезмульсационная часть установки собрана в горизонтальной емкости *E1*, разделенной поперечными перегородками на три основных отсека. Два из них – *A* и *B*, размещенные в торцах емкости, являются нагревательными. Они связаны между собой трубой, выведенной за пределы емкости, и оборудованы топочными устройствами с дымовыми трубами. Среднюю часть емкости занимает отстойный отсек, внутри которого врезан баллон *E-4* с 30-суточным запасом чистого химического реагента. Снаружи на верхней части дезмульсационной емкости, смонтированной на раме, установлен горизонтальный сепаратор *E-2*, оборудованный гидроциклонными устройствами.

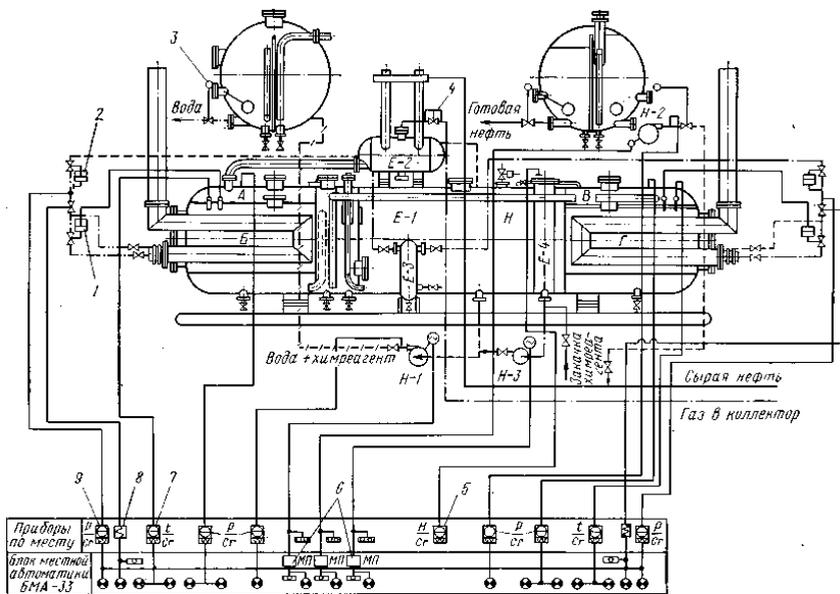


Рис. 2.3. Схема автоматической дезэмульсионной установки «Тайфун 1-1000»:

- 1 – регулятор температуры РТ-25; 2 – регулятор давления РДП-3;
- 3 – регулятор уровня РУМ-17; 4 – регулятор перепада давления;
- 5 – электронный индикатор уровня ЭИУ-18; 6 – магнитный пускатель;
- 7 – электроконтактный термометр; 8 – запорный соленоидный клапан;
- 9 – электроконтактный манометр

Нефтегазовая смесь через гидроциклоны подается в сепаратор, откуда выделившийся газ отводится с установки в газовый коллектор, а нефть сливается в нагревательный отсек А. Из нижней части отсека нефть, разделенная перфорированными разделителями на множество мелких потоков, проникает в полость Б, заполненную горячей промывочной водой. Часть воды при этом выделяется из нефти и с помощью межфазного регулятора уровня отводится с установки. Всплывающая нефть через щель в перегородке перетекает в сборную камеру, откуда под воздействием избыточного давления вытесняется по соединительной трубе в нагревательный отсек. Здесь в полости Е осуществляется вторичная промывка эмульсии через слой горячей воды. Окончательное гравитационное разделение нефти и воды происходит в отстойном отсеке, откуда обезвоженная

нефть через щель в перегородке протекает в конечную камеру и через исполнительный механизм регулятора уровня отводится в резервуар товарной нефти. Отделившаяся в отстойном отсеке вода, содержащая некоторое количество неотработавшего деэмульгатора, поступает в камеру, откуда она откачивается насосом *H-2* в линию сырой нефти перед входом ее на установку. Подача насоса *H-2* регулируется автоматически исполнительным механизмом регулятора уровня. Раствор деэмульгатора готовится автоматически смешиванием чистого химического реагента, подаваемого дозировочным насосом *H-3* из баллона *E-4*, с пластовой водой из отсека *H*. В топках деэмульгатора сжигается газ, выделившийся в процессе сепарации на установке. Для этого необходимое количество газа проходит через осушитель *E-3*. На трубопроводах подвода газа к горелкам смонтированы регуляторы давления и температуры и соленоидный клапан для аварийного отключения. Процесс горения регулируется по температуре жидкости в отсеках *A* и *B*. Аппаратура управления установкой собрана в блоке местной автоматики.

Автоматизированная блочная деэмульсационная установка УДО-2М разработана конструкторским бюро объединения «Саратовнефтегаз» и отличается высокой производительностью. Производительность установки при обводненности поступающей водонефтяной эмульсии 30 % – до 2000 т/сут. Установка (*рис. 2.4*) состоит из блоков: нагрева и отстоя 2, местной автоматики 3 и реагентного хозяйства 4, теплообменника 1. В водо-нефтяную смесь *II* перед входом в теплообменник 1 при помощи насоса вводится деэмульгатор *IV*. После теплообменника смесь поступает в блок 2 нагрева и отстоя. Этот блок (*рис. 2.5*) представляет собой горизонтальную емкость, разделенную перегородками на три отсека. В первом и втором отсеках имеются нагревательные трубы, внутри которых установлены инжекционные газовые горелки. Водонефтяная смесь поступает сначала в первый отсек, где она нагревается до температуры 90 °С. Здесь происходит частичное обезвоживание. Выпавшая вода накапливается в нижней части отсека и периодически удаляется на установки очистки воды. Частично обезвоженная нефть переливается по перепускному

трубопроводу во второй отсек, где продолжается аналогичный термохимический процесс обезвоживания. Из второго отсека нефть по перфорированной трубе поступает в третий отсек, где она проходит через слой несмолистой древесины и окончательно обезвоживается. Горячая обезвоженная нефть поступает в теплообменник, отдает тепло встречному потоку неподготовленной нефти, охлаждается и поступает на установки учета товарной нефти. Для обессоливания безводные нефти в специальном устройстве смешиваются с пресной водой. Полученная при этом искусственная эмульсия затем разрушается в УДО-2М, а выпавшая вода промывает нефть, растворяет ее соли и сбрасывается. Выделившийся при нагревании эмульсионной нефти газ поступает на компрессорную станцию. Часть этого газа очищается и используется в топках установки УДО-2М. Автоматическое регулирование температуры осуществляется терморегулятором 6 прямого действия типа РТ-50 с термобаллоном в качестве чувствительного элемента. Клапаны 2 и 4 регулятора установлены на линии подачи газа к форсункам. Давление газа регулируется регулятором 1 прямого действия. Уровень раздела фаз (вода – нефть) поддерживается механическими регуляторами поплавкового типа, которые управляют заслонками, установленными на дренажных патрубках. При угрозе аварии установка может быть выключена по сигналам датчиков предельного давления и предельного уровня.

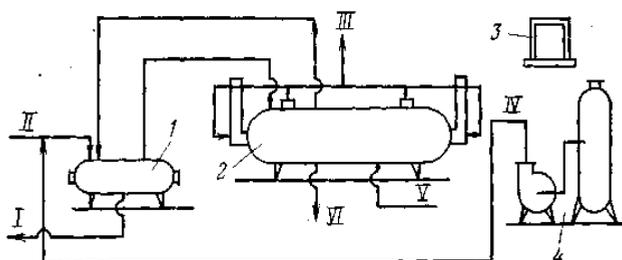


Рис. 2.4. Схема блочной демульсационной установки УДО-2М:
 I – вода из теплообменника; II – водонефтяная эмульсия; III – газ;
 IV – демульсатор; V – промывочная вода; VI – отделившаяся вода

При этом на диспетчерский пункт поступит общий аварийный сигнал. В качестве датчика предельного давления используется электроконтактный манометр типа ВЭ-16Р6, а в качестве датчика предельного уровня – поплавковый уровнемер с микропереключателем. Вторичные приборы автоматики и узел телемеханики размещены в отдельном блоке местной автоматики.

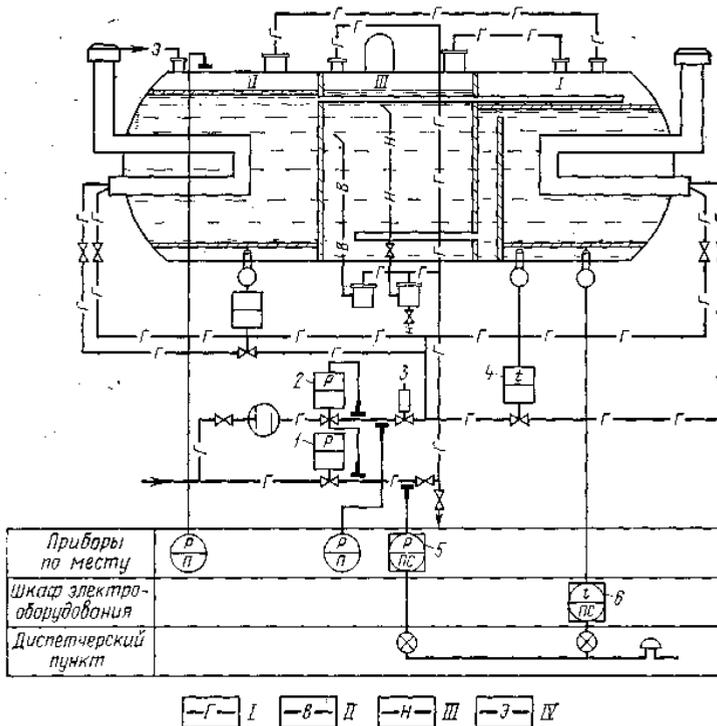


Рис. 2.5. Схема блока нагрева и отстоя установки УДО-2М: I – газ; II – вода; III – нефть; IV – эмульсия; 1, 2 – регулятор давления; 3 – отсекатель; 4 – регулятор

2.3 Автоматическое измерение массы и качества товарной нефти

На нефтяных промыслах для безрезервуарной сдачи нефти с промысла в трубопровод применяют отечественные установки типа «Рубин». Установка типа «Рубин» предназначена для автоматического поточного измерения товарной нефти с приведением к температуре 20 °С, автоматического возврата некондиционной нефти на повторную подготовку и отбора средней пробы пропорционально прокачиваемому объему. Установка типа «Рубин» устраняет необходимость в накопительных резервуарах, сводит к минимуму потери легких фракций от испарений в резервуарах и сокращает затраты по обслуживанию.

Блок-схема установки «Рубин-М» изображена на *рис. 2.6*. Установка состоит из блока измерения *I*, блока управления *II*, трубопоршневой поверочной установки *III* и насосов внешней перекачки *IV*. Блок измерения имеет влагомер *5*, фильтр *4*, два гидравлических отсека коллектора (ОКГ) *6*, *7*, гидравлический привод (ГП) турбинный датчик, преобразователь расхода, магнитоиндукционный преобразователь, термометр сопротивления, пробоотборник. Перечисленные приборы смонтированы на металлической раме, на которой расположено также оборудование с трубопроводной арматурой. Блок управления включает блок сопровождающей электроники и блок местной автоматики, смонтированные на общем основании. Установка работает следующим образом. Товарная нефть через фильтр *4*, влагомер *5*, отсекатель *6* коллектора на линии товарной нефти и турбинный преобразователь расхода *8* транспортируется потребителю. При предельном содержании воды в нефти зонд влагомера выдает сигнал, от которого включается гидропривод, и отсекатель *6* перекрывает линию товарной нефти. Некондиционная нефть (нефть с повышенным содержанием влаги) возвращается в товарный парк *I* для

дополнительной обработки. С прекращением поступления сигнала о недопустимом содержании влаги происходит взаимнообратное переключение отсекающих товарной нефти, после чего нефть снова (через буферную емкость 2 и подпорный насос 3) поступает в линию товарной нефти. Поток товарной нефти, проходя через датчик, вращает турбину с частотой, пропорциональной линейной скорости потока.

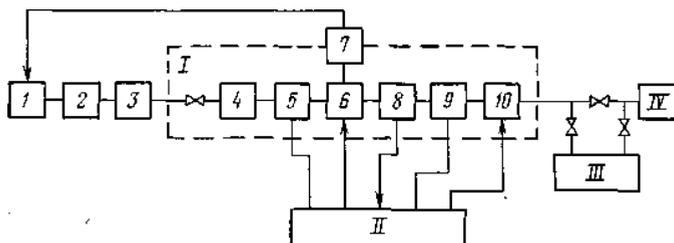


Рис. 2.6. Блок-схема установки «Рубин-М»

С помощью магнитоиндукционного датчика происходит пропорциональное преобразование частоты вращения турбины в частоты электрических импульсов, поступающих в блок сопровождающей электроники для пересчета. Одновременно в процессе перекачки товарной нефти термометр сопротивления 9 непрерывно измеряет температуру рабочей среды и выдает соответствующий сигнал также на блок сопровождающей электроники. Сигналы, поступившие с магнитоиндукционного датчика и термометра сопротивления, обрабатываются, и в счетное устройство вводится температурная поправка для приведения измерительного объема товарной нефти к температуре 20 °С. Окончательный результат объема товарной нефти, сданной потребителю, фиксируется на шестиразрядном электроимпульсном счетчике, установленном на лицевой панели блока сопровождающей электроники. Показания снимаются визуально по мере необходимости. В счетчике предусмотрен сброс показаний. Для периодического лабораторного контроля качества нефти в установке предусмотрен пробоотборник средней пробы 10. В зависимости от применяемых преобразователей расхода «Норд» (условный проход и предел измерения) выпускаются установки «Рубин-М» трех

модификаций (в скобках указана производительность, м³/ч): «Рубин-М-100» (25–250), «Рубин-М-150» (50–500), «Рубин-М-200» (90–900). Максимальная пропускная способность 20 000 т/сут, минимальная 5000 т/сут. Относительная погрешность $\pm 0,5\%$, рабочее давление 40–10⁵ Па.

Турбинный преобразователь расхода типа «Норд» (рис. 2.7) собран в корпусе 3 с соединительными фланцами. Чувствительным элементом преобразователя является крыльчатка 4, насаженная на ось 6, вращающуюся в подшипниках 5.

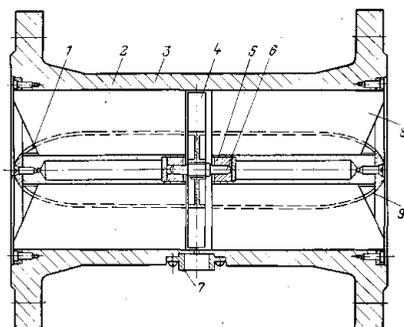


Рис. 2.7. Турбинный преобразователь расхода типа «Норд»

Крыльчатка находится между направляющими пластинами 2 и 8. На корпусе укреплена фланцевая втулка 7 с резьбовым гнездом для монтажа магнитоиндукционного преобразователя.

Пробоотборное устройство (рис. 2.8) состоит из пробоотборного узла I, устанавливаемого на трубопроводе, дозирующего устройства II и пробоотборного контейнера III. Для взятия каждой пробы с электронного блока установки «Рубин» подаются электрические импульсы на соленоидную катушку 7. При этом сердечник 6, сжимая пружину 9, втягивается в полость катушки и перемещает жестко соединенный с ним шток 5. Шток уплотняется в корпусе резиновыми кольцами 10. В штоке и корпусе 11 имеются каналы. В исходном положении каналы соединяют дозирующее устройство с пробоотборным контейнером. При перемещении штока вправо связь между дозирующим устройством и контейнером прекращается, дозирующее устройство соединяется с трубкой 12, находящейся в трубопроводе 13.

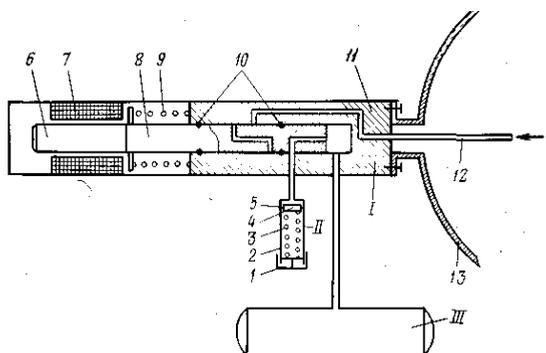


Рис. 2.8. Пробоотборник

Под действием давления жидкость из трубопровода впрыскивается в приемную камеру дозирующего устройства, причем поршень 5 перемещается вниз в корпусе 2 цилиндра дозирующего устройства, сжимая пружину 3.

Объем порции, заполняющей приемную камеру, регулируется усилием пружины с помощью регулировочной гайки 1. Когда электрический импульс снимается, шток под действием пружины 9 возвращается в исходное положение. При этом жидкость, находящаяся в дозирующем устройстве, поршнем 4 выжимается в пробоотборный контейнер. Общий объем контейнера 3250 см^3 . Программой может быть предусмотрен отбор пробы от каждых 100, 200, 400 или 500 м^3 нефти, прошедшей через турбинный расходомер установки.

Раздел 3. АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

3.1. Характеристика системы поддержания пластового давления

Основным, наиболее распространенным и эффективным методом поддержания пластовых давлений (ППД) является за-контурное и внутриконтурное заводнение, представляющее собой закачку в пласты воды через специальные нагнетательные скважины, находящиеся либо за контуром нефтеносности, либо внутри контура – между эксплуатационными скважинами. Применение заводнения позволило повысить нефтеотдачу пластов при разбуривании залежей по значительно более редким сеткам, сократить сроки отборов основных запасов, продлить фонтанный период эксплуатации, обеспечить высокие дебиты скважин при механизированном способе эксплуатации и повысить эффективность регулирования процесса разработки.

В системах ППД на нефтяных месторождениях восточных районов применяют две схемы подачи воды. При первой схеме воду забирают из-под русловых скважин и подают непосредственно в магистральный водовод. При фильтрации этой воды через пласты (инфильтрационный водозабор) она очищается, и нет необходимости в ее дополнительной очистке. При второй схеме вода поступает самотеком из открытых водоемов на станцию первого подъема, откуда ее подают на станции очистки воды. Очищенная вода забирается станцией второго подъема и подается в магистральный водовод. По магистральным водоводам вода поступает на кустовые насосные станции (КНС), откуда она по нагнетательным скважинам закачивается в пласт.

Закачиваемая в пласт вода не должна снижать проницаемость заводняемых пластов и вызывать коррозию оборудования и трубопроводов при перекачке и нагнетании ее в пласт. Согласно существующим нормам, вода, предназначенная для закачки в пласты, должна содержать взвешенных частиц не более 2 мг/л и железа не более 0,3 мг/л.

Станции очистки воды имеют смесители, осветлители, фильтры и резервуары чистой воды, которые предназначены для приготовления раствора коагулянта из глинозема (сернокислого алюминия), вызывающего коагулирование механических взвесей в воде при добавлении его в воду. В растворные баки насыпают глинозем, заливают воду и в течение нескольких часов перемешивают воздухом из вакуум-насосов. Смесь

отстаивается несколько часов. Затем полученный раствор перекачивают в дозаторные баки, откуда он самотеком поступает в определенной дозе в смесители. Смесители (две конусообразные емкости) представляют собой промежуточное звено, в котором происходит равномерное распределение реагента в воде. Раствор коагулянта в смесители поступает сверху, а вода – снизу, т. е. навстречу потоку, вследствие чего происходит бурное перемешивание.

Осветлители предназначены для основной очистки воды от механических взвешенных частиц. Вода в них подается по центральной трубе, расходится по радиальным трубам в днище и, проходя через решетчатые листы, равномерно поднимается вверх. Взвешенные частицы в результате коагуляции удерживаются

в воде на определенной высоте и служат фильтром, задерживающим взвеси, которые время от времени проваливаются в карманы люка. В осветлителях вода очищается от механических взвесей на 95 %. Поднимаясь вверх, вода переливается через борта в желоба и самотеком поступает в фильтры. В фильтрах происходит окончательная очистка воды.

Фильтры представляют собой бетонные емкости, на дне которых лежит двухфракционный слой песка толщиной около 80 см. Вода, проходя через слой песка по винипластовым трубам самотеком, поступает в резервуары чистой воды.

Водозаборные скважины в системе ППД являются источниками подачи воды и разделяются на сифонные и насосные. Водозаборные скважины сифонного типа обычно располагаются вдоль реки в нескольких десятках метров друг от друга. Каждая скважина оборудована каркасно-стержневым фильтром с гравийной засыпкой. Высота фильтра – несколько метров, диаметр до 300 мм. На устье скважины предусмотрены штуцер для подключения контрольно-измерительных приборов и задвижка, размещенная в железобетонном колодце диаметром 1,5 м. Скважины соединены несколькими сифонными водоводами, присоединенными к вакуум-котлам, расположенным в помещении насосной станции первого подъема. Водозаборные скважины с индивидуальным насосным оборудованием сооружаются в тех случаях, когда водоносные пласты залегают

ниже поверхности земли более чем на 8 м и поэтому сифоном невозможно поднять воду из скважин или требуется большое заглубление насосной станции, скважин и коллекторов. Скважины оборудуются индивидуальными насосами, развивающими напор от 10 до 50 м. На месторождениях Башкирии и Татарии применяют вертикальные центробежные насосы АТН-10 и горизонтальные – 6 НДВ.

Насосные станции первого подъема предназначены для забора воды от источников водоснабжения. Если прием осуществляется от инфильтрационного сифонного водозабора, станция размещается в здании, заглубленном на несколько метров. Оборудование станции состоит из трех или четырех центробежных насосов АЯП или НДВ подачи $0,1-0,2 \text{ м}^3/\text{с}$ с напором 300–500 м, двух вакуум-насосов и двух вакуум-котлов, к которым присоединяются сифонные водоводы. Вода сначала поступает в вакуум-котлы и оттуда откачивается центробежными насосами в систему магистральных водоводов. Привод насосов – двигатели ДАМСО мощностью 500 кВт. Два водо-кольцевых вакуум-насоса подачей $0,2-0,3 \text{ м}^3/\text{с}$ обеспечивают вакуум до 83 %. Насосы работают от короткозамкнутых асинхронных электродвигателей мощностью 15–30 кВт.

Если поступление воды осуществляется самотеком из открытого бассейна, на насосной станции первого подъема устанавливаются три насоса типа НД (два рабочих, один – резервный) с подачей $0,2 \text{ м}^3/\text{с}$ и напором 30 м. Насосы приводятся в действие электродвигателями ДАМСО мощностью 115 кВт. Из-за того, что самотеком приемный коллектор станции не полностью заполняется водой, для запуска центробежных насосов установлены два вакуум-насоса подачей $0,01 \text{ м}^3/\text{с}$ с двигателем 20 кВт. Установлен также насос подачей $0,03 \text{ м}^3/\text{с}$ с двигателем 1,7 кВт для откачки из амбара воды, которая набирается в результате утечек на станции.

Насосные станции второго подъема являются промежуточными перекачивающими объектами. Обычно они однотипны и отличаются тем, что одни находятся полностью под заливом, другие – частично. В насосной станции второго подъема устанавливают до четырех насосов (один из них резервный)

подачей

$0,3 \text{ м}^3/\text{с}$ с напором 194 м. В качестве привода используют двигатель ДПП мощностью 465 кВт.

Кустовые насосные станции (КНС) являются основным технологическим объектом системы заводнения. Каждая КНС состоит из машинного зала, в котором расположены насосные агрегаты с обвязкой и арматурой, камеры напорного коллектора, где установлена распределительная гребенка, находящаяся под высоким давлением, помещений распределительного устройства 6 кВ и обслуживающего персонала, аппаратной с размещенными в ней приборами управления насосными агрегатами, открытой подстанции 35/6 кВ, монтируемой независимо от самой КНС. Как правило, в соответствии с подачей насосов $0,05 \text{ м}^3/\text{с}$ и средней приемистостью скважин

$0,01 \text{ м}^3/\text{с}$ один насос обслуживает до восьми скважин.

Нагнетательная скважина предназначена для закачки воды в пласт. Конструктивно скважина представляет собой колонну обсадных труб, в которую опущены лифтовые трубы. Через них закачивают воду в пласт.

Требования к автоматизации и телемеханизации системы ППД определяются ее ролью в технологических процессах нефтегазодобывающего предприятия и особенностями устройств, и функционирования объектов ППД. К числу таких особенностей следует отнести прежде всего то, что водоводы обслуживают первоочередные и неотложные потребности нефтеотдачи и пожаротушения, вследствие чего должна быть обеспечена высокая надежность бесперебойной работы объектов системы, перерывы в подаче воды могут привести к прекращению приемистости скважин, режим работы системы зависит от качества исходной воды и в то же время технологический процесс очистки воды

сравнительно сложен, технологические объекты системы ППД рассредоточены на больших площадях и в ряде случаев находятся на больших расстояниях от основных нефтепромысловых и населенных пунктов, все объекты ППД взаимосвязаны через перекачиваемую воду, поэтому необходима координация их работы, контроль и управление с одного центра.

На основе анализа требований к объектам системы ППД и условий их эксплуатации, а также в соответствии с Основными положениями по обустройству и автоматизации объектов нефтедобывающей промышленности предусматривается автоматизация станций первого и второго подъемов, водозаборных и сифонных скважин, станций очистки и кустовых насосных станций.

Автоматизация и телемеханизация объектов ППД должны обеспечить надежную их работу при отсутствии оперативного обслуживающего персонала. С этой целью схемой автоматизации должны быть предусмотрены автоматическая защита оборудования от аварийных режимов, автоматическое включение резервного оборудования в случае аварийного отключения основного, централизованное дистанционное управление насосными агрегатами и управляемыми задвижками, сигнализация на диспетчерский пункт (ДП) об исполнении команд, аварийных ситуациях и передаче измерительной информации. Схемой автоматизации должна быть предусмотрена возможность перехода с дистанционного на местное управление.

3.2 Автоматизированные блочные установки для очистки сточных вод и автоматизация водозаборных скважин

Автоматизированные блочные установки для очистки сточных вод (УОВ) предназначены для очистки сточных вод от остаточных нефтепродуктов и механических примесей и доведения обрабатываемой воды до таких кондиционных

характеристик, которые позволяют применять эту воду в системе ППД. Установки разработаны трех типоразмеров: УОВ-750 производительностью 750 м³/сут, УОВ-1500 – 1500 м³/сут и УОВ-3000 – 3000 м³/сут.

Установка УОВ-750 (рис. 3.1) состоит из трех блоков: напорного отстойника 1, импеллерного флотатора 6 и сепаратора 8. Кроме того, в состав установки входит блок местной автоматики БМА-35. Блок напорного отстойника предназначен для предварительной очистки сточных вод от нефтепродуктов и механических примесей. Блок импеллерного флотатора служит для основной очистки сточных вод от нефти и механических примесей. Блок сепаратора — последняя ступень обработки воды. Он включает секции для очищенной воды 14, для уловленной нефти 13 и для раствора ингибитора коррозии 10. Кроме того, в блок 8 входят насосные агрегаты 12 для откачки уловленной нефти на установку подготовки нефти, 15 – для подачи воды на кустовые насосные станции (КНС) и 16 – для ввода ингибитора коррозии в воду, перекачиваемую на КНС.

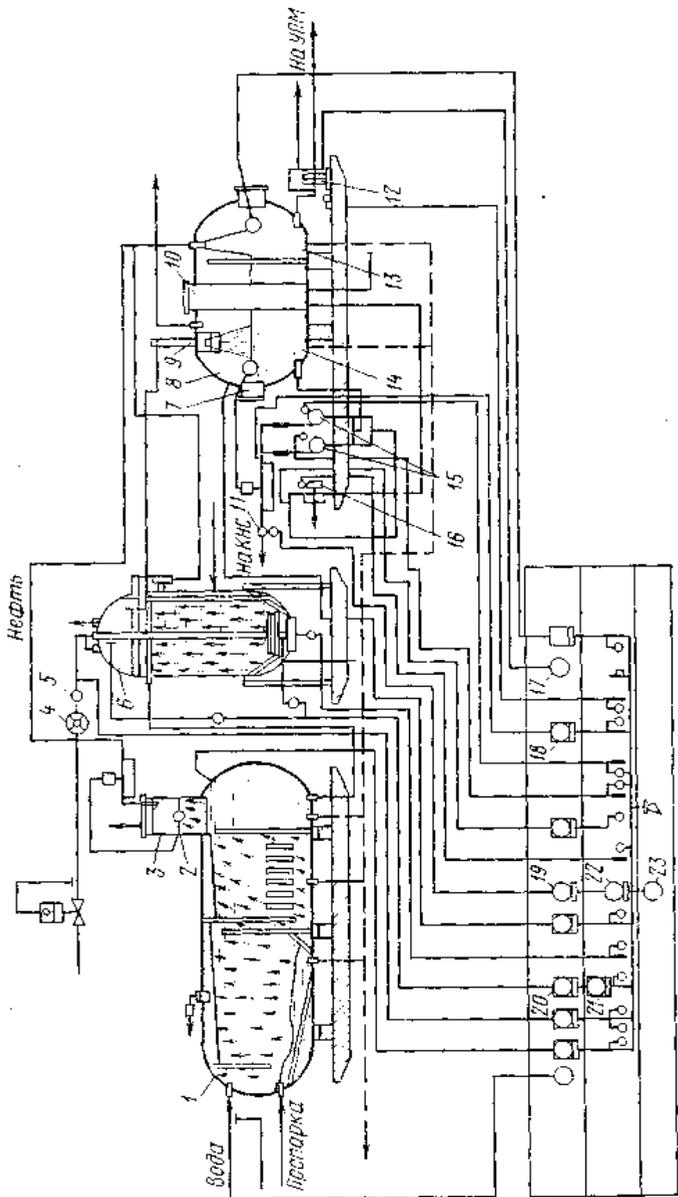


Рис. 3.1. Автоматизированная блочная установка для очистки сточных вод типа УОВ-750

Установка работает следующим образом. Сточная вода после установки подготовки нефти под избыточным давлением поступает в емкость блока отстойника 1. В емкости смонтированы вертикальные перегородки, благодаря которым процесс обработки жидкости гравитационным методом наиболее эффективен. Перегородка первого отсека служит отбойником для наиболее крупных механических частиц, которые оседают на поддон и поступают по трубопроводу на иловую площадку. Далее в обрабатываемой воде, проходящей через систему перегородок вследствие инерционных усилий, получающихся при крутых поворотах, происходит коалесценция мелких капель нефти. Выделившаяся нефть собирается в вертикальной цилиндрической камере 3, откуда она автоматически сбрасывается межфазным регулятором уровня 2 типа РУМ-18 в отсек 13 сепаратора 8. Из последнего отсека отстойника вода поступает в блок импеллерного флотатора 6, на днище которого смонтирован импеллерный блок. Его крыльчатка связана с газовой линией вертикальной трубой, проходящей в центре емкости флотатора. Внутри флотатора имеется перфорированная труба, через которую поступающая вода выходит мелкими струями. Чистая вода, накапливающаяся в данной части флотатора, отводится по вертикальной трубе в сепаратор 8. При вращении импеллерной крыльчатки обрабатываемая вода отбрасывается к стенкам флотационной емкости, отчего в центральной зонной области создается разреженная зона, в которую по центральной трубе подается газ сепарации. Импеллерная крыльчатка диспергирует газ на мельчайшие пузырьки, устремляющиеся через поток жидкости вверх флотационной емкости. При этом взвешенные частицы эмульгированной в воде нефти увлекаются всплывающими вверх пузырьками газа и в виде пены собираются на поверхности воды. Нефть стекает в пеносборный бункер, расположенный в верхней части флотатора, откуда она направляется в отсек 13 блока сепаратора. Автоматическое регулирование расхода газа, подаваемого во флотатор, осуществляется с помощью установленного на линии подачи газа регулятора давления прямого действия типа РДП-4 и жиклера 5, поддерживающего постоянно расход газа. Газовый счетчик 4 типа РГ-250

предназначен для периодического контроля расхода газа и настройки регулятора давления. Качество обработки воды флотационным методом зависит от поддержания определенного перепада давления во флотаторе и в газоподводящей трубе. Контроль перепада давления ведется с помощью дифманометра 20 типа КАЗ-10-20 и вторичного показывающего прибора 21 типа ВМД. Эти же приборы обеспечивают автоматическую сигнализацию при падении перепада давления ниже установленной величины. Обработанная вода с низа флотатора сифонным способом подается в гидроциклонную головку 9 блока сепаратора.

Собирающаяся в отсеке 14 очищенная вода насосами 15 типа ЗМС-10 подается в систему ППД. Автоматическая откачка нефти из сепарационной емкости осуществляется с помощью автомата откачки АО-5, смонтированного в отсеке 13, и блока управления двигателем шестеренчатого насоса 12. Автоматическое регулирование уровня очищенной воды в сепарационной емкости обеспечивается с помощью регулятора уровня 7 типа РУМ-17. Исполнительный механизм регулятора установлен на выкидной линии центробежных насосов. Измерение объема очищенной воды ведется комплектом, включающим камерную диафрагму 11, дифманометр 19 типа КАЗ-10-20, показывающий вторичный прибор 22 типа ВФСМ-2С-0 и частотный интегратор 23, дающий суммарное значение объема. На установке предусмотрен контроль давления с помощью манометров 17 типа ОБМ-1-1606 в трубопроводе подачи воды на блок

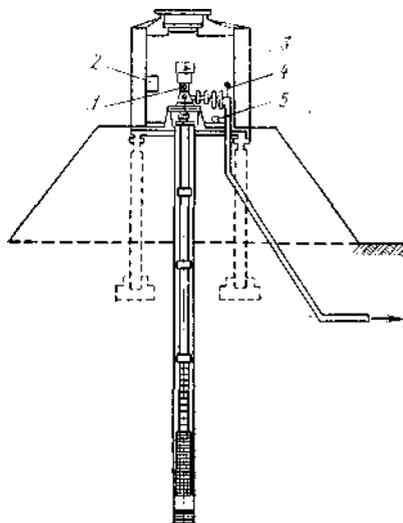


Рис. 3.2. Схема автоматизированной водозаборной скважины:
 1 – термодатчик в обмотке статора; 2 – блок местной автоматики БМА-19; 3 – термодатчик;
 4 – электроконтактный манометр ЭКМ-1; 5 – датчик уровня

отстойника и регистрирующим манометром 18 на выкидном трубопроводе насоса.

Технологические схемы и схемы контроля установок УОВ-1500 и УОВ-3000 аналогичны рассмотренной.

Автоматическое управление водозаборной скважиной (рис. 3.2) осуществляется блоком местной автоматики БМА-19, который обеспечивает централизованное телеуправление с диспетчерского пункта насосным агрегатом (пуск и остановка); автоматическую защиту электродвигателя при перегреве подшипников и обмотки статора электродвигателя, срыве давления на выкидной линии (срыв давления возможен при недостатке воды на приеме насоса или неисправности на всасывающей стороне насоса, при поломке вала, порыве нагнетательной линии и т. д.), угрозе затопления прискваженного помещения, исчезновении напряжения в цепях контроля и автоматики; сигнализацию на диспетчерский пункт аварийного состояния при автоматическом отключении насосного агрегата и потере напряжения в цепях контроля; местное управление насосным агрегатом (пуск, остановка).

Автоматическая защита электродвигателя при перегрузке, коротком замыкании, исчезновении напряжения на одной из фаз осуществляется предохранителями и тепловыми элементами, встроенными в магнитный пускатель или размещены в распределительном устройстве.

Для вакуум-насосов первого подъема на каждый агрегат ставится блок БМА-19.

3.3. Автоматизированные блочные кустовые насосные станции

Блочная кустовая насосная станция (БКНС) состоит из блоков (рис. 3.3.): сепарационно-буферного I, насосов II, управления электродвигателями III, распределительных устройств IV, распределительной гребенки V. Сепарационно-буферный блок состоит из двух горизонтальных емкостей I по 50 м³ и предназначен для сепарации содержащихся в воде газов (метана), а также для отстаивания воды и удаления меха-

нических примесей, для создания гидравлического буфера, обеспечивающего нормальную работу насосов.

Выделяющийся из воды при отстое газ сжигается в свече. Насосные блоки предназначены для закачки воды в нагнетательные скважины. Насосные блоки состоят из центробежных насосов 2 типа ЦН-150-100 с синхронными двигателями 3 типа СДБ-800-2К, установленными на рамных основаниях. Насосные блоки помещаются в утепленное помещение, собранное из стандартных панелей.

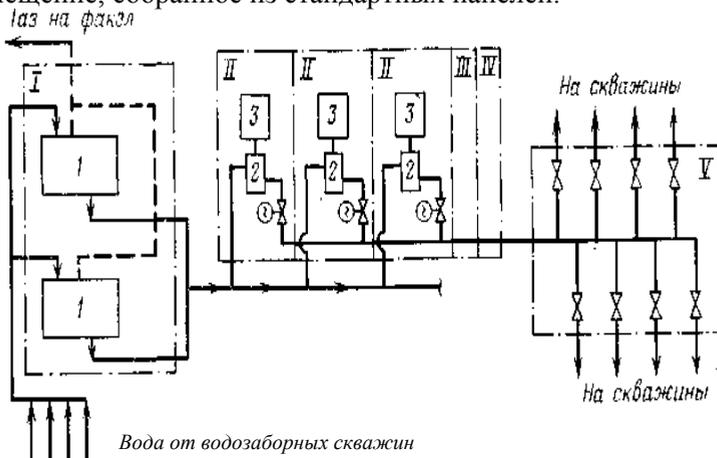


Рис. 3.3. Схема блочной кустовой насосной станции

Для автоматического управления, защиты и контроля параметров технологического оборудования насосных блоков и общестанционного хозяйства КНС применяется разработанная СПКБ объединения «Союзнефтеавтоматика» система «Пласт-1М» (рис. 3.4). Эта система выполнена по блочно-функциональному принципу и включает аппаратуру: щиты автоматизации КНС, автоматизации насосного агрегата, местного контроля и управления насосного агрегата, контроля и управления вспомогательного оборудования станции, а также комплект датчиков, необходимый для нормальной работы технологического оборудования КНС. Щит автоматизации КНС включает панель КИП, блок защиты и сигнализации (БЗС), блок

управления и сигнализации, блок исполнительных реле (БИР). Щит автоматизации насосного агрегата включает панель КИП, блок БЗС, блок БИР, блок контроля температуры, блок задания программ.

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

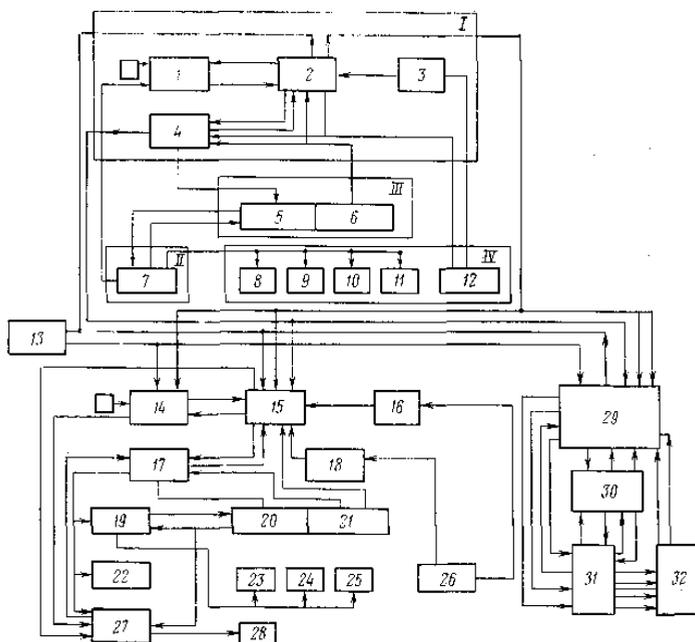


Рис. 3.4. Блок-схема системы автоматизации «Пласт-1М»:
 I – аппаратура щита автоматизации БКНС; II – силовое электрооборудование; III – аппаратура щита местного контроля и управления вспомогательным оборудованием БКНС; IV – оборудование насосной станции; 1, 14 – блоки управления станции; 9, 15 – блоки защиты станции; 3, 16 – панели контрольно-измерительных приборов; 4, 17 – блоки исполнительных реле; 5, 20 – аппаратура давления; 6, 21 – манометры; 7, 19 – щиты сигнализации и управления; 8, 9, 28 – насосы откачивающие; 10 – электроздвижка на всасывании; 11, 25 – электроздвижки на нагнетании; 12, 26 – датчик

по месту; 13 – устройство формирования сигналов ТУ и ТС; 18 – блок контроля температуры; 22 – шкаф тиристорного возбуждения; 23, 24 – маслонасосы; 27 – пусковое устройство; 28 – насосный агрегат; 29 – аппаратура щита автоматизации насосного агрегата; 30 – аппаратура щита местного контроля и управления насосным агрегатом; 31 – силовое оборудование насосного блока, 32 – оборудование насосного блока

Аппаратура щита автоматизации насосной станции осуществляет:

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

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

– выдачу сигнала разрешения запуска насосного агрегата;
– защиту насосного агрегата по аварийному параметру.

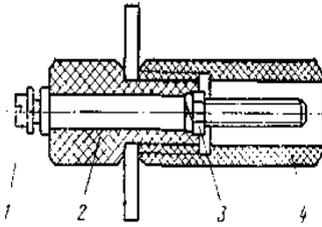


Рис. 3.5. Датчик утечки:
 1 – контактный винт;
 2 – изоляция; 3 – гайка;
 4 – втулка

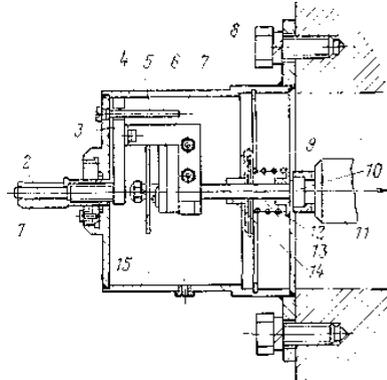


Рис. 3.6. Датчик смещения вала насоса

Аппаратура щита местного контроля и управления насосным агрегатом включает устройство для измерения давления (отсек манометров), устройство управления электроприводами (отсек управления). Аппаратура щита местного контроля и управления вспомогательным оборудованием насосной станции осуществляет измерение и контроль параметра давления на насосной станции, управление электроприводами насосной станции. Система автоматики обеспечивает автоматический запуск всех работающих агрегатов при восстановлении напряжения после его кратковременного отключения. Резервный маслонасос включается при снижении давления масла в начале линии до 0,3 МПа.

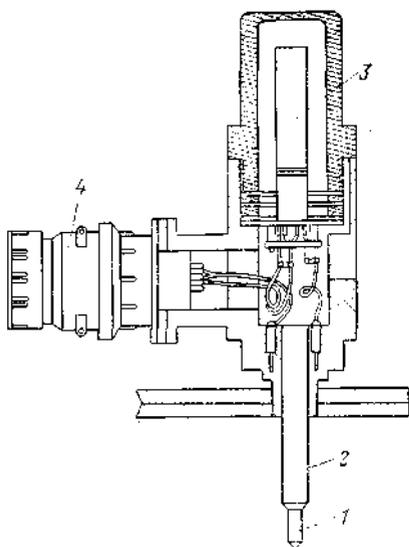
Датчик утечки (ДУ) предназначен для сигнализации пробоя сальника насоса (рис. 3.5). При пробое сальника вода замыкает электрическую цепь контактного винта 1 с «землей» и двигатель насоса отключается. Датчик крепится над картером сальника

штулкой 4 электродом вниз. Штулка 4 длиннее винта 1, поэтому исключается ложное срабатывание датчика от замыкания цепи водяной пылью, которая может образоваться в картере при незначительном пропуске сальника. Преобразователи температуры

ПТ-1 и ПТ-2 представляют собой латунную трубку с помещенным в нее терморезистором.

Для сигнализации осевого смещения вала насоса применяют разработанный Октябрьским филиалом ВНИИКА «Нефтегаз» датчик осевого смещения ДС-1 (рис. 3.6). При смещении вала 11 ротора насоса ось 13 при помощи пружины 12, постоянно прижимающей ее к торцу вала, скользит во втулке 14. На конец оси, которым она прижимается к торцу вала, плотно посажен подшипник 10, на который напрессована втулка 9. Вследствие этого ось 13 не вращается, но может перемещаться поступательно. На другой конец оси с помощью пружинной шайбы и гайки крепится диск 4. Смещение вала на величину зазора диска разгрузочного устройства вызывает перемещение диска 4, который нажимает на кнопку 15 микровыключателя 7, закрепленного на кронштейне 6. При этом насосный агрегат отключается.

Настройка датчика осуществляется перемещением регулирующей гайки 1 по винту 2. Микровыключатель с сектором 3 стопорится винтом 5. Для крепления датчика снимают торцовую крышку подшипника и на ее месте болтами 8 крепят фланец прибора.



Для сигнализации об угрозе затопления помещения насосной применяют серийные датчики уровня ДУВ-3 (рис. 3.7), состоящие из электрода 1, изготовленного

из нержавеющей стали и изолированного от корпуса эпоксидной смолой 2, и поляризованного реле 3 типа РП-7. Датчик устанавливается в сигнальных углублениях пола помещения насосной, где может накапливаться жидкость. Для соединения датчика с кабелем предусмотрен штекерный разъем 4. При достижении уровнем воды электрода электрическая цепь электрод – корпус замкнется, реле РП-7 сработает и замкнет цепь управления.

3.4. Характеристика магистрального нефтепровода как объекта автоматизации

К магистральным нефтепроводам относятся трубопроводы протяженностью более 50 км, предназначенные для транспортировки нефти из района добычи на предприятия по ее переработке, а также на железнодорожные, речные и морские пункты налива. Магистральный нефтепровод состоит из линейной части, головной и промежуточных станций, системы подводящих и отводящих трубопроводов диаметром более 500 мм и наливных пунктов. Магистральный трубопровод является весьма удобным для автоматизации объектом, что определяется простотой основного технологического процесса, заключающегося в непрерывной перекачке заданного объема нефти по трубопроводу с поддержанием в допустимых пределах давлений на нагнетании и всасывании в зависимости от установленного режима при минимальном суммарном расходе энергии на перекачку.

Режим работы магистрального нефтепровода определяется режимом работы перекачивающих станций: «через емкость», «с подключенной емкостью» и «без емкости». При режиме «через емкость» поступающая на станцию нефть подается в один или несколько резервуаров станции, а закачиваемая в трубопровод забирается в это же время подпорной насосной из другого резервуара или группы резервуаров. Этот режим применяется обычно на головных станциях, где отсутствуют средства измерения объема, массы и качества нефти, вследствие чего количество и качество поступающей и откачиваемой нефти определяются по измерениям в резервуарах. При этом режиме работы на станции должно быть большое число резервуаров с громоздкой и дорогой трубопроводной обвязкой и сложными манифольдами задвижек.

При режиме «с подключенной емкостью» основной поток нефти, поступающей из трубопровода на прием станции, подается непосредственно на всасывание подпорной насосной, а в резервуары или из них поступает только количество нефти, равное разности между потоками до и после станции. При таком режиме на станции нет необходимости иметь большое число резервуаров, значительно упрощается трубопроводная обвязка, уменьшаются потери паров нефти из-за «больших дыханий», существенно уменьшается расход на перекачку, сокращается также численность обслуживающего персонала.

При режиме «без емкости» («из насоса в насос») весь поток из трубопровода на приеме станции поступает на всасывание основной магистральной насосной. На станции не сооружаются ни резервуары, ни подпорная насосная. Трубопроводная обвязка предельно упрощается. Этот режим применяется на промежуточных станциях, где не требуется иметь емкость для

приема нефти от потребителя при аварийных ситуациях на магистральном трубопроводе или на этой станции. Недостатком режима «из насоса в насос» является снижение пропускной способности магистрального трубопровода на участке перед станцией, работающей на этом режиме, по сравнению с работой при наличии емкости, поскольку на всасывании основной насосной нельзя снижать давления ниже минимально допустимого по условиям кавитации насосных агрегатов. Снижение пропускной способности нефтепроводов больших диаметров при этом доходит до 10 % по сравнению с работой станций на режиме «через емкость» или «с подключенной емкостью».

Для обеспечения максимальной пропускной способности трубопровода при минимальном объеме емкостей на промежуточной станции могут применяться технологические схемы, обеспечивающие ее работу как в режиме «из насоса в насос», так и «с подключенной емкостью», с автоматическим переключением с одного режима на другой в зависимости от заполнения емкости. Эффективность такой комплексной технологической схемы особенно велика при применении телемеханики, когда диспетчер магистрального нефтепровода может быстро изменять режим работы станции, обеспечивая оптимальный режим работы нефтепровода в целом.

Линейная часть нефтепровода состоит из трубопровода с установленными на нем задвижками на всем протяжении, исключая территории перекачивающих и наливных станций. К линейной части относятся также устройства защиты трубы от почвенной коррозии и разрушающего действия блуждающих токов и линии связи, простирающиеся вдоль магистрали. Магистральные нефтепроводы сооружают из труб диаметром 500–1200 мм, сделанных из высококачественной легированной стали. Давление на каждом участке трассы трубопровода зависит как от режима перекачки, так и от профиля местности.

Наивысшее давление обычно бывает со стороны нагнетания перекачивающих станций, а также в наиболее низких местах трассы. Линейная часть – наиболее дорогая и ответственная часть магистрального нефтепровода. Аварии на линейной части (порывы и утечки из трубопровода) могут привести к огромным

потерям нефти, загрязнению водоемов, гибели посевов и лесных угодий. Аварийные внеплановые остановки и перекачки снижают также экономические показатели работы трубопровода и вызывают серьезные нарушения нормальной работы многих важнейших предприятий народного хозяйства, в частности предприятий нефтехимии, автомобильного транспорта и т. д. Поэтому при автоматизации предъявляются жесткие требования к надежности применяемых систем, устройств и отдельных приборов.

Головная станция предназначена для приема нефти с нефтепромыслов и закачки ее в трубопровод. Для непрерывного приема нефти с нефтепромыслов в случае неисправности магистрального нефтепровода, а также для оптимального режима работы на головной станции предусматривают специальные емкости (резервуары). По возможности головные станции располагают на площадках центральных пунктов подготовки нефти на нефтепромыслах, что дает возможность совместного использования промыслового резервуарного парка и вспомогательных сооружений. Товароучетные операции приема нефти от нефтепромыслов (контроль качества, объема и массы нефти) могут проводиться как на головной станции магистрального нефтепровода, так и непосредственно на нефтепромыслах. Головные перекачивающие станции характеризуются производительностью, типом и мощностью установленного оборудования, числом и производительностью поставщиков, числом резервуаров и суммарной вместимостью резервуарного парка, видом энергоснабжения. На головных станциях осуществляются временное хранение, учет количества и качества нефти, а также при необходимости смешивание нефти нескольких сортов. На приеме головной станции (рис. 3.8) по числу подающих нефтепроводов устанавливаются камеры 1 – 3 приема скребков-очистителей и фильтры-грязеуловители 4 – 6. Очищенная от грязи и механических примесей нефть поступает в камеру счетчиков 7, где учитывается поступившая от каждого поставщика отдельно масса нефти. С камеры счетчиков нефть поступает в распределительный коллектор 8, предназначенный для направления нефтяных потоков к свободным емкостям резервуарного парка 9. Для предотвращения попадания грязи и

механических примесей из резервуарного парка в магистральный трубопровод на всасывании подпорных агрегатов 11 устанавливаются фильтры 10. Подпорные агрегаты, размещаемые под нижним уровнем жидкости в резервуарах, обеспечивают откачку нефти из резервуаров и создание необходимого подпора на приеме основных агрегатов 12. На выходе основных перекачивающих агрегатов устанавливают регулятор давления 13, поддерживающий параметры перекачки в заданных пределах. На нагнетании перекачивающей станции монтируется площадка 14 пуска скребка-очистителя.

Перекачивающие насосные обеспечивают движение нефти по трубопроводу. Число перекачивающих станций (НПС) и расстояние между ними определяются расчетным путем и зависят от многих факторов, основными из которых являются максимальная пропускная способность магистрального трубопровода при минимальных затратах на его строительство, а при эксплуатации – затратами на перекачку по нему 1 т нефти. При размещении перекачивающих станций учитываются такие параметры линейной части, как максимально допустимые давления в трубопроводе, его диаметр, свойства перекачиваемой нефти, рельеф местности, эксплуатационно-технические характеристики перекачивающих агрегатов и другие факторы.

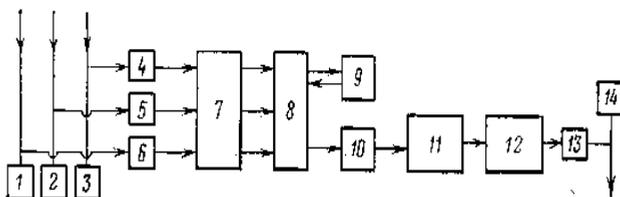


Рис. 3.7. Блок-схема головной насосной станции

В перекачивающих насосных обычно устанавливают три-четыре однотипных магистральных насосных агрегатов, один из которых является резервным. Каждый агрегат, как правило, состоит из центробежного насоса с приводом от высоковольтного электродвигателя. Помещение, где размещаются насосные, относится к взрывоопасным, поэтому либо выбирают электродвигатели насосных агрегатов во взрывозащищенном исполнении и устанавливают их в общем помещении с насосами, либо применяют электродвигатели в нормальном исполнении и устанавливают в отдельном помещении, отгороженном от помещения насосов герметичной стеной. Трубопроводная обвязка магистральных насосов предусматривает в большинстве случаев их последовательное соединение. На всасывании и нагнетании каждого насоса устанавливается задвижка, а параллельно насосу – обратный клапан таким образом, чтобы при остановке насоса и перекрытии его задвижек поток нефти автоматически направлялся по обводному трубопроводу к следующему насосу или в магистральный нефтепровод. В результате параллельно насосам создается обводной трубопровод насосной с обратными клапанами (коллектор насосной). В конце этого коллектора

со стороны нагнетания монтируются регулирующие дросселирующие органы системы автоматического регулирования давлений на всасывании и нагнетании насосной.

Технологическая схема промежуточной нефтеперекачивающей насосной, работающей в режиме «из насоса в насос», изображена на *рис. 3.8*. Поток жидкости, поступающий на станцию, попадает в камеру приема и пуска скребка. При закрытых задвижках 3 и 35 перекачивающая станция отключена от магистрали и поток жидкости, пройдя задвижки 2 и 36 и обратный клапан 22, транзитом направляется в магистральный трубопровод. Задвижки 1 и 37 служат соответственно для приема и пуска скребков-очистителей. На всасывающей части НПС устанавливаются фильтры-грязеуловители 27, 29, 31, 33, предотвращающие попадание механических примесей в перекачивающие агрегаты. Для очистки фильтров предусмотрены дренажная линия и задвижки 23, 24, 25, 26, 28, 30, 32, 34. После фильтров-грязеуловителей поток нефти направляется в общестанционный коллектор, оборудованный обратными клапанами 11, 14, 17, 20 и агрегатными задвижками 10, 12, 13, 15, 16, 18, 19, 21. Агрегатные задвижки позволяют отключать или подключать агрегаты 4, 5, 6, 7 к общестанционному коллектору. Обратные клапаны предохраняют агрегаты от работы «на себя». В камере регуляторов обычно устанавливают не менее двух регуляторов давления (один – резервный), предназначенных для регулирования технологических параметров в заданных пределах. Из камеры регуляторов поток жидкости через задвижку 3 по магистральному трубопроводу направляется к следующей НПС. Для сбора утечек самотеком устанавливают под землей резервуары – сборники утечек 39, 40. При резервуарах размещается камера задвижек с фильтрами и обратным клапаном, который вместе с насосами откачки утечек 8, 9 не допускает заполнения резервуаров из магистрали. Нагнетательный патрубок насосов откачки присоединяется к всасывающему трубопроводу НПС. Масло, подаваемое на подшипники перекачивающих агрегатов, охлаждается в теплообменниках 38, по которым при помощи специальных насосов перекачивается нефть.

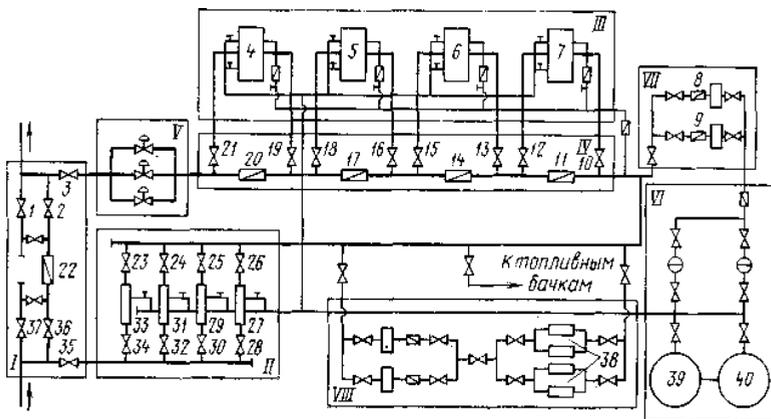


Рис. 3.8. Технологическая схема промежуточной нефтеперекачивающей насосной:

- I – площадка приема и пуска скребка; II – площадка с фильтрами-грязеуловителями; III – перекачивающая насосная; IV – коллектор общестанционный; V – камера регуляторов; VI – резервуары-сборники утечек; VII – насосы системы откачки утечек; VIII – система охлаждения масла

Система охлаждения предохраняет основные электродвигатели от перегрева. Если в качестве охлаждающего реагента привода принят воздух, сооружаются специальные камеры вентиляторов с оборудованием для очистки воздуха от пыли, регуляторами температуры и давления. Избыточное регулируемое давление воздуха в корпусе электродвигателя предотвращает попадание паров нефти или нефтепродуктов и образование взрывоопасных смесей.

При перекачке нефти и нефтепродуктов не всегда удается полностью исключить выделение паров нефтепродуктов, которые вместе с воздухом образуют взрывоопасные смеси. Поэтому здания насосных оборудуются системой принудительной

приточно-вытяжной вентиляции, предназначенной для контроля и регулирования процентного содержания паров нефтепродуктов в атмосфере нефтенасосного помещения. Из этих же соображений насосный зал обогревается воздухом, подогретым в специальных теплообменниках – калориферных установках.

Наливные станции, промежуточные и конечные, предназначены для приема нефти из магистрального трубопровода в резервуары его потребителей. В зависимости от назначения данного трубопровода потребителями могут быть нефтеперерабатывающие заводы, железнодорожные цистерны, речные или морские, танкеры или другой магистральный трубопровод. Возможна работа трубопровода на несколько различных по своим характеристикам и технологическим особенностям потребителей.

Несмотря на значительную рассредоточенность перекачивающих станций при оперативном управлении магистральный трубопровод должен рассматриваться как единый технологический комплекс. Это объясняется значительной зависимостью работы любого участка трубопровода от работы других участков. Более или менее автономная работа отдельных участков наблюдается только на магистральных нефтепроводах, промежуточные станции которых оборудованы технологическими резервуарами. Однако и в этом случае автономная работа отдельного участка возможна только в течение ограниченного промежутка времени, который определяется пропускной способностью трубопровода и запасами нефти в резервуарах предыдущего участка или объемом свободной емкости последующего участка.

На магистральных трубопроводах, обвязанных по схеме «из насоса в насос», взаимосвязь работы отдельных участков носит еще более выраженный характер, поскольку в этом случае отсутствуют резервуары на промежуточных станциях. Волна возмущения, возникнув на одном из участков, может распространиться по обе стороны этого участка, достигнуть начальных и конечных пунктов магистрального трубопровода. Такой нефтепровод с позиций оперативного управления необходимо рассматривать как единый гидравлический комплекс.

3.5. Автоматизация процессов перекачки нефти

Нефтеперекачивающая насосная станция представляет собой сложный технологический комплекс, состоящий из основных и вспомогательных систем, обеспечивающих бесперебойное выполнение операции по перекачке нефти. К основным системам относятся подпорные насосные станции, резервуарные парки. К вспомогательным – котельные, водонасосные, насосные автоматического пожаротушения, охранная сигнализация, трансформаторные подстанции, канализационные насосные.

На НПС предусматриваются автоматическая защита оборудования при возникновении ситуаций, опасных для оборудования насосной или магистрального нефтепровода, программное управление каждым магистральным насосным агрегатом, автоматизация вспомогательных систем, насосной, централизация контроля и управления насосной. На НПС, работающих в режиме «из насоса в насос», кроме того, предусматривается автоматическое регулирование давлений на всасывании и нагнетании, а на промежуточных станциях нефтепроводов больших диаметров – системы защиты от крутых волн давления. На перекачивающих насосных имеется также автоматическое пожаротушение, представляющее собой часть общестанционной системы автоматического тушения пожаров.

Для автоматизации различных типов перекачивающих насосных станций магистральных нефтепроводов, формирования информации для автоматизированной системы управления технологическими процессами нефтепровода и приема управляющих воздействий институтом ВНИИКА «Нефтегаз» разработана аппаратура «Блик-1». Аппаратура представляет собой многофункциональный комплекс, включающий пневматические и электрические приборы. Система обеспечивает: программное управление технологическим оборудованием насосной станции, автоматическую защиту технологического оборудования станции в аварийных ситуациях, автоматическое включение резервного технологического оборудования, автоматическое ре-

гулирование давления на нагнетании и всасывании станции, централизованный контроль и сигнализацию состояния оборудования и параметров процесса. Схема автоматизации перекачивающей насосной станции изображена на рис. 3.9.

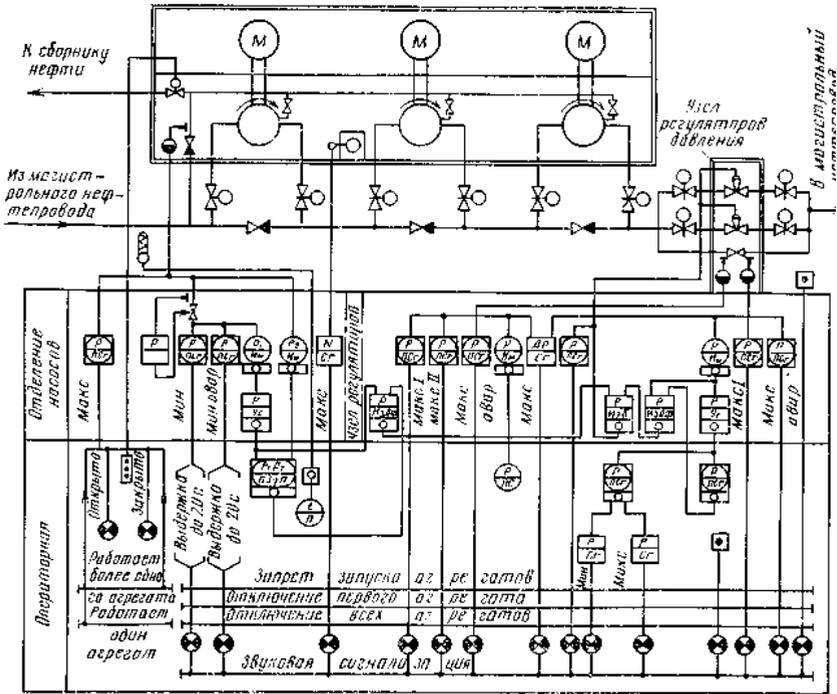


Рис. 3.9. Схема автоматизации перекачивающей насосной станции

Автоматическая защита заключается в автоматическом выполнении операций управления основным и вспомогательным оборудованием, обеспечивающим локализацию аварийных ситуаций. По построению логические схемы защиты подразделяются на допускающие и недопускающие повторный дистанционный

запуск насосных агрегатов из районного диспетчерского пункта (РДП). У недопускающих повторный дистанционный запуск насосных агрегатов после их остановки устройствами защиты в электрической схеме защиты имеется элемент с памятью, запрещающий запуск агрегатов до тех пор, пока эта память не будет отменена. Ключ отмены памяти устанавливается только

в операторной перекачивающей насосной. Защиты, не допускающие дистанционный запуск, предусматриваются по параметрам, связанным с аварийными ситуациями, непосредственно на станции. К ним относятся: аварийная загазованность, пожар, затопление, аварийный максимальный уровень в сборнике утечек из сальников или в резервуаре сброса волны, авария насосов централизованной смазки и охлаждения водой, авария подпорных вентиляторов отделения электродвигателей и подпора воздушных камер беспромвальной установки. При срабатывании этих защит в насосную должен быть немедленно направлен соответствующий ремонтный персонал, который после устранения неисправностей снимает запрет на дистанционное включение насосной. Недопустимые изменения давления нефти на всасывании и нагнетании насосной, как правило, зависят от режима работы трубопровода, поэтому при срабатывании защит по этим

параметрам диспетчер должен выяснить, какими причинами это изменение режима было вызвано, и, если это допустимо и целесообразно, повторно включить агрегаты на станции.

При аварийной загазованности в отделении насосов защита отключает все магистральные насосные агрегаты и агрегаты всех вспомогательных систем насосной, за исключением вентиляционных установок. Магистральные насосные агрегаты отключаются по программе с закрытием задвижек на всасывании и нагнетании каждого агрегата. Таким образом, при срабатывании защиты прекращается доступ нефти в насосную. Включение вентиляции в отделении насосов при повышенной загазованности выполняется соответствующими устройствами автоматики. Срабатывание защиты при загазованности сопровождается световой и звуковой сигнализацией для оповещения обслуживающего персонала, который может оказаться в это время в насосной, о необходимости немедленно покинуть помещение насосной.

Защита при пожаре в отделении насосов или отделении электродвигателей срабатывает так же, как и защита при загазованности, за исключением того, что отключаются также и все вентиляционные установки. Отключение магистральных насосов, насосов откачки, сборников нефти и маслонасосов предотвращает подачу горячей среды в насосную. Остановка вентиляторов и компрессоров предотвращает раздувание пламени воздухом. Одновременно со срабатыванием защиты при пожаре включаются система автоматического пожаротушения, подающая пену в соответствующее помещение перекачивающей насосной, и световая и звуковая сигнализация в насосной, извещающая о необходимости покинуть помещение. В качестве датчиков защиты при пожаре применяют приборы, контролирующие температуру или скорость повышения температуры над опасными местами или под потолком помещения. В отделении насосов могут применяться приборы только во взрывозащищенном исполнении, а в отделении электродвигателей – и в нормальном исполнении.

Защита при затоплении отделения насосов срабатывает так же, как и защита при загазованности, что обусловлено недостаточной надежностью датчиков аварийной загазованности. Кроме того, при проливе в насосной большого количества нефти содержание нефтяных паров в воздухе насосной намного меньше нижнего предела взрывоопасной концентрации и сигнализаторы загазованности не срабатывают. Но это не значит, что опасность взрыва в насосной отсутствует. Непосредственно над поверхностью нефти имеется взрывоопасная концентрация, и при появлении искры могут возникнуть взрыв и пожар. В качестве датчиков затопления обычно используются поплавковые реле уровня во взрывозащищенном исполнении, устанавливаемые в нижней точке лотка для отвода стоков.

При незначительных утечках нефти, масла или воды из трубопроводов в насосной защита или сигнализация при затоплении не срабатывает, так как эти утечки успевают стечь в резервуар-сборник канализационных стоков без накопления в канале насосной, служащем одновременно лотком для отвода стоков. Для информации персонала, периодически посещающего насосную, об интенсивности поступления стоков в операторной предусматривается сигнализация об автоматическом включении насосов откачки, резервуара-сборника стоков с памятью, снимаемой вручную. При аварийном максимальном уровне в резервуаре-сборнике утечек из насосных агрегатов защитой предусмотрено отключение всех магистральных насосных агрегатов перекачивающей насосной, а также перекрытие задвижек на всасывающей и напорной линиях. При аварийном максимальном уровне в резервуаре сброса волны, устанавливаемом на промежуточных станциях, работающих без емкости, защита срабатывает так же, как и при переполнении сборника утечек. В этом случае дополнительно перекрывается задвижка на подключении всасывающего трубопровода насосной к магистральному нефтепроводу, что необходимо для прекращения поступления нефти в резервуар, а из него на территорию станции. В качестве датчиков аварийного максимального уровня применяют поплавковые реле уровня во взрывозащищенном исполнении.

При минимальной температуре в отделении электродвигателей происходит автоматическое отключение магистральных насосных агрегатов. Эта защита требуется при применении электродвигателей, не допускающих работу при низких температурах. В качестве датчиков используют обычные реле минимальной температуры.

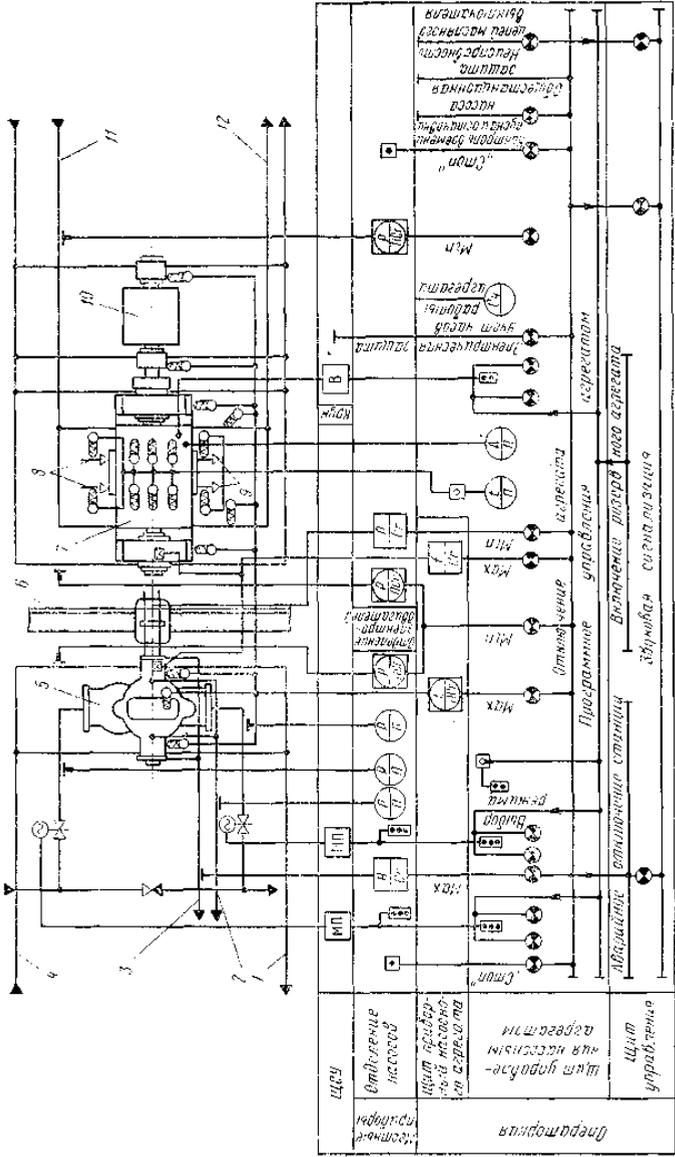
Защита при аварии вспомогательных систем насосной, обеспечивающих циркуляцию смазочного масла и воды, а также подачу воздуха в отделение электродвигателей и в воздушные камеры уплотнения стенных сальников беспромвальных насосных агрегатов, осуществляется отключением магистральных насосных агрегатов. Защиты при аварии систем циркуляции смазки и воды не предусматриваются, если в системе автоматики магистральных насосных агрегатов имеются соответствующие защиты.

Защита при аварии систем подачи воздуха в отделение электродвигателей требуется в соответствии с правилами техники безопасности для предотвращения проникновения в отделение электродвигателей из отделения насосов воздуха, который может при аварийных ситуациях содержать пары нефти во взрывоопасной концентрации. По той же причине требуется защита при аварии системы подачи воздуха в камеры уплотнения стенных сальников беспромвальных насосных агрегатов.

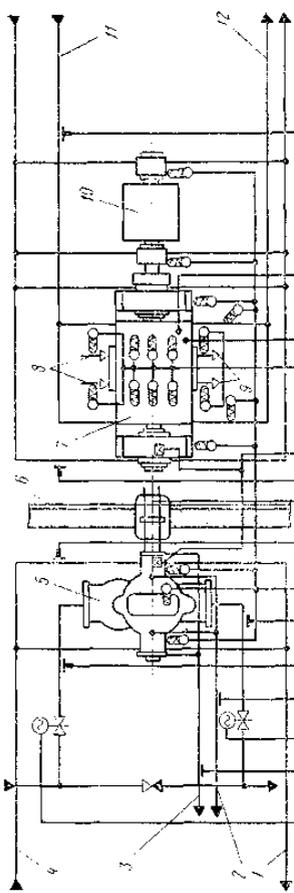
Объем автоматической защиты магистрального насосного агрегата определяется его конструктивными особенностями и технической характеристикой. Схема автоматизации магистрального насосного агрегата изображена на *рис. 3.10*. В качестве датчиков защиты по максимальной температуре применяют различные реле температуры, термометры сопротивления и терморпары. В качестве датчиков утечки применяют реле уровня, контролирующее заполнение камер утечек, имеющих на корпусе насоса на обоих концах его вала. Все датчики, ус-

танавливаемые в помещении насосной, должны быть во взрывозащищенном исполнении.

*Рис. 3.10. Схема автоматизации магистрального насосного агрегата:
1 – масло к маслобакам; 2 – коллектор разгрузки; 3 – коллектор утечек; 4 – масло от маслоохладителей; 5 – насос;
6 – воздух от подпорных вентиляторов беспромывальных камер; 7 – электродвигатель; 8 – холодный воздух; 9 – горячий
воздух; 10 – возбудитель; 11 – вода от циркуляционных насосов; 12 – вода в канализацию*



Входное управление
 Программное управление
 Выходное управление



Защита при повышенной вибрации дублирует защиту по температуре подшипников, а также защиту насосной по минимальному давлению на всасывании (кавитация). Кроме того, защита при вибрации срабатывает при всевозможных механических повреждениях агрегата. Таким образом, вибрация является обобщенным параметром, характеризующим механическое состояние агрегата. На насосных, где защита по вибрации не применяется, необходимо периодически контролировать вибрацию агрегатов, чтобы судить о состоянии и необходимости их ремонта. В период запуска агрегата неизбежна повышенная вибрация, поэтому логическая схема защиты по вибрации предусматривает ее включение в работу только после того, как агрегат будет полностью запущен. В схеме предусматривается также отключение устройств защиты по вибрации у всех магистральных насосных агрегатов насосной на время переходного процесса, связанного с отключением любого из ее магистральных насосных агрегатов, так как во время этого переходного процесса наблюдается повышенная вибрация всех работающих агрегатов.

Защиты при незавершении программы запуска или остановки требуются при дистанционном управлении агрегатом для возврата его задвижек в исходное, закрытое положение. Без этой защиты неработающий агрегат может оказаться подключенным к коллектору, и через его устройства разгрузки и торцовое уплотнение нефть будет течь в соответствующие резервуары-сборники, приводя к необходимости их более частой откачки. Незавершение программы остановки при срабатывании защиты по максимальным утечкам может привести к затоплению насосной нефтью. Защита при изменении состояния предусматривается на случай, если при включенном основном электродвигателе агрегата его всасывающая задвижка окажется неоткрытой. Эта защита необходима для предотвращения кавитации насоса при ошибочном закрытии задвижки на всасывании.

Управление насосными агрегатами из местного пункта управления (МПУ) и РДП, как правило, предусматривается программно-автоматическое, заключающееся в автоматическом выполнении заданной последовательности включения и

отключения агрегата при получении соответствующей единичной команды. Программа включения насосного агрегата может различаться последовательностью открытия задвижек и запуска основного электродвигателя агрегата. При дистанционном включении «на закрытую задвижку» программа предусматривает сначала полное открытие задвижки на всасывании, затем запуск основного электродвигателя и после этого – открытие напорной задвижки. До команды на включение обе задвижки агрегата закрыты. Программа «на закрытую задвижку» обеспечивает наиболее легкие условия включения основного электродвигателя, так как в период запуска насос потребляет наименьшую мощность. Однако корпус насоса и напорная задвижка при таком запуске подвергаются повышенному давлению, так как при нулевом расходе центробежный магистральный насос развивает обычно наибольшее давление.

Программа включения на приоткрытую задвижку отличается тем, что напорная задвижка агрегата включается на открытие немного раньше, чем запускается основной электродвигатель. Таким образом, облегчаются условия работы электропривода задвижки, так как в момент запуска и достижения номинальной частоты вращения электродвигателя привода затвор задвижки практически разгружен. При запуске на открытую задвижку основной двигатель агрегата включается после полного открытия напорной задвижки. При этой программе в процессе включения агрегата корпус насоса и напорная задвижка практически не испытывают давления большего, чем при работе агрегата в стационарном режиме, обратный клапан практически не испытывает ударной нагрузки и перепад давления на напорной задвижке в процессе ее открытия

отсутствует. Исследования, проведенные в последние годы, показали, что отечественные магистральные насосные агрегаты почти при всех условиях могут запускаться по этой программе. Исключение составляют случаи, когда для уменьшения токов короткого замыкания в схеме электроснабжения двигателей устанавливаются специальные реакторы, а также когда понижающие трансформаторы установлены без соответствующего запаса мощности.

Кроме перечисленных программ агрегаты, переведенные в положение резервных для системы АВР, могут включаться по программе, при которой обе задвижки открываются заранее при переключении агрегата в резерв, а основной электродвигатель запускается при отключении работавшего агрегата и срабатывании системы АВР. При таком переключении агрегатов давления на всасывании и нагнетании станции меняются весьма незначительно и линейная часть магистрального трубопровода практически не испытывает никаких дополнительных нагрузок из-за волн давления.

При отключении агрегата предусматривается одновременное выключение основного электродвигателя и включение обеих задвижек на закрытие.

Автоматизация вспомогательных систем.
Вспомогательные системы перекачивающей насосной в отношении автоматизации подразделяются на системы, работающие непрерывно при работе насосной, и системы, включаемые в работу в зависимости от значения какого-либо

параметра или нескольких параметров. К первой группе относятся системы масло- и водоснабжения, приточной вентиляции отделения электродвигателей и система подачи воздуха в камеры уплотнения беспромвальной установки магистральных насосных агрегатов. Ко второй группе относятся системы откачки утечек, приточно-вытяжной вентиляции отделения насосов и компрессорной установки.

При автоматизации систем первой группы обычно предусматривается устройство для их одновременного включения по одной общей команде и отключения по другой. Команды управления даются либо вручную из диспетчерских или операторной, либо устройствами автоматики при включении отключении магистральных насосных агрегатов. Для всех вспомогательных систем, как правило, предусматриваются устройства автоматического включения резервного агрегата при неисправности рабочего. Исправность рабочего насоса или вентилятора обычно контролируется по давлению на нагнетании, так как большинство неисправностей этих агрегатов приводит к уменьшению этого давления. Если через несколько секунд после команды на запуск агрегат не разовьет требуемого давления, он отключается и запускается другой агрегат системы, выбранный переключателем в качестве резервного. Одновременно в операторной и МПУ включается сигнал неисправности. Сигнал в операторной дается по каждой вспомогательной системе индивидуально, а в МПУ – один общий сигнал для всех вспомогательных систем. Если через несколько секунд давление не достигнет установленной величины, он отключается и дается команда в систему защиты перекачивающей насосной на ее аварийное отключение. При остановке перекачивающей насосной дается команда на отключение вспомогательных систем первой группы. Кроме того, подается команда отключения системы маслонасосов при пожаре и загазованности в насосной. При пожаре в насосной для предотвращения дополнительного притока воздуха к очагу загорания автоматически отключается система подпорных вентиляторов отделения электродвигателей и вентиляторов подпора воздушных камер беспромвальной установки.

Автоматизация вспомогательных систем второй группы выполняется принципиально так же, как и систем первой группы. Отличие заключается главным образом в командах на включение и отключение. Система откачки утечек включается при максимальном, а отключается при минимальном уровне в одном из резервуаров. Система приточно-вытяжной вентиляции отделения насосов включается и отключается в зависимости от загазованности и температуры в помещении, а система компрессорной установки — в зависимости от давления (0,6 – 0,8 МПа) в соответствующем ресивере. Кроме того, по системе откачки утечек предусматриваются автоматическое подключение на слив резервуара, где появился максимальный уровень (открытие задвижки), с одновременным включением параллельного резервуара, а также параллельное включение резервного насоса, если максимальный уровень в откачиваемом сборнике нефти не снижается за заданное время (10–30 с). Для предотвращения повышения давления воздуха во взрывоопасном помещении насосов сверх давления, имеющегося в смежном отделении электродвигателей, где установлено оборудование в нормальном исполнении, схемой автоматизации предусмотрена защита, не допускающая включения приточных вентиляторов до включения вытяжных.

Системой автоматического управления перекачивающей насосной предусматривается аварийная сигнализация в случаях: аварийной или повышенной загазованности, пожара, затопления, аварийного максимального уровня в сборнике утечек из сальников или в резервуаре сброса волны, аварийного минимального давления всасывания, аварийного максимального и минимального давления нагнетания до и после регулирующих органов, минимальной температуры в отделении насосов, аварии вспомогательных систем первой группы (по каждой системе в отдельности).

На полностью автоматизированных и телемеханизированных магистральных нефтепроводах контроль и управление перекачивающими насосными осуществляются из РДП или МПУ. В РДП и МПУ предусматриваются контроль и управление перекачивающей насосной в объеме, требуемом для ее эксплуата-

ции при всех возможных режимах работы и для своевременного вызова ремонтного персонала при неисправностях и аварийных ситуациях. Объемы контроля и управления принимаются минимально необходимыми как из соображений упрощения и удешевления системы, так и для предотвращения перегрузки диспетчера чрезмерно детальной информацией, которая не соответствует его роли и обязанностям. Для минимизации объемов управления используются соответствующие устройства автоматики перекачивающей насосной: устройство программно-автоматического запуска и остановки каждого магистрального насосного агрегата, устройство запуска и остановки вспомогательных систем, работающих одновременно с магистральными насосами, устройства автоматического переключения задвижек в узле пуска и приема скребка или пропуска скребка. Благодаря применению этих устройств для управления каждым магистральным насосом используются только две команды («пуск» и «стоп»), а для контроля его состояния – два сигнала («включен», «отключен собственной защитой»). Для управления всеми вспомогательными системами используются также только две команды («пуск» и «стоп»), а для контроля – два общих сигнала («включены» и «требуется ремонт»). Для управления задвижками в узле пропуска или пуска и приема скребка используются две команды («подключить» и «отключить»), а для контроля – два соответствующих сигнала.

В индивидуальной операторной, создаваемой на каждой перекачивающей насосной, предусматриваются контроль и управление в полном объеме, требуемом для ее эксплуатации при всех возможных режимах работы, на случай неисправности или отсутствия устройств дистанционного управления в диспетчерской. В операторную также выносятся вся информация о состоянии основных магистральных насосных агрегатов и всех вспомогательных систем в объеме, позволяющем определить необходимость их ремонта. На щиты управления в операторной выносятся ключи переключения каждого основного и вспомогательного агрегата на управление вручную или на автоматическое управление в качестве основного или резервного агрегата. Для магистральных

насосных агрегатов на щит выносятся также ключи управления агрегатом в целом по программе и отдельно основным электродвигателем и электроприводами задвижек на всасывании и нагнетании. Для обеспечения удобства ревизии и наладки устройств автоматики и дистанционного управления на щит оператора выносятся ключи управления и лампы сигнализации положения всех вспомогательных агрегатов. Для указания оператору или представителю ремонтно-восстановительной службы причин срабатывания устройств автоматической защиты насосной, как допускающих, так и не допускающих дистанционного запуска, а также причин срабатывания предупредительной сигнализации о неисправностях и неполадках, на щите оператора монтируются соответствующие сигнальные лампы или указатели.

3.6. Автоматическая защита нефтепроводов от перегрузок

В процессе перекачки нефти нефтепровод может испытывать превышающие устанавливаемые режимом его эксплуатации максимальные и минимальные давления. Эти перегрузки могут привести к аварии магистрального нефтепровода и оборудования, установленного на всех перекачивающих станциях. Резкие изменения давления в магистральном нефтепроводе могут быть следствием изменения режимов перекачки, порывов трубопроводов и аварийных отключений перекачивающих станций.

Автоматическая защита нефтепроводов и насосных станций от резких изменений давления осуществляется на насосных станциях следующими способами:

- отключением агрегатов при достижении давления, превышающего допустимое по условиям работы трубопровода и оборудования;
- автоматическим регулированием давления;
- применением методов снижения крутизны фронта возникающей волны повышения давления.

Автоматическая защита насосной станции по давлению. Эта защита предусматривает отключение агрегатов

при достижении максимально допустимого давления на нагнетании и минимального – на всасывании.

В качестве сигнализаторов в схемах автоматической защиты применяют взрывозащищенные контактные манометры ВЭ-16РБ или МШ-IV. Эти приборы имеют по два сигнальных контакта разрывной мощностью 10 В-Л (ВЭ-16РБ) и 40 В-Л (МШ-IV). Класс точности приборов 1,6, погрешность срабатывания сигнальных устройств 2,5 %. Контакты приборов защиты по аварийным давлениям действуют непосредственно на промежуточное реле аварийного отключения насосной станции.

Первая ступень защиты по предельным давлениям при срабатывании обеспечивает отключение только одного насосного агрегата. Если в результате срабатывания системы после кратковременного снижения давление вновь будет повышаться, система отключит еще один агрегат. Таким образом, поочередно могут быть отключены все агрегаты. Поочередное отключение позволяет сохранить в работе часть агрегатов станции.

Для облегчения условий последующего запуска поочередное отклонение предусматривается, начиная с первых агрегатов по потоку нефти. Защита по минимальным давлениям на всасывании предусматривает наличие выдержки времени для предотвращения ложного срабатывания. Дело в том, что кратковременные снижения давления (8 – 12 с) на всасывании возможны при прохождении воздушной пробки или при переходных процессах, связанных с включением соседних агрегатов на этой станции или отключением агрегатов на предыдущей.

При наладке схемы защиты существенным является правильный выбор значений настройки сигнализаторов давлений. Неправильная настройка может привести либо к неоправданным отключениям, либо к появлению опасных давлений, приводящих к аварии. Из-за погрешностей приборов и их сигнальных устройств каждый прибор может работать внутри какой-то зоны давлений. Это надо учитывать при настройке последовательности срабатываний защит.

Автоматическое регулирование давлений. Задачей автоматического регулирования давления является обеспечение поддержания регулируемого параметра на заданном уровне.

Регулирование давления в магистральном нефтепроводе можно осуществлять одним из следующих способов: дросселированием потока, перепуском части потока с нагнетания на всасывание и изменением частоты вращения насосов.

Дросселирование потока заключается в создании искусственного сопротивления внутри потока, из-за чего увеличиваются потери на трение в дросселирующем органе и снижается давление после него. Потери энергии при дросселировании определяются значением расхода при перекачке и потерей напора при дросселировании. Перепуск потока может осуществляться как у одного агрегата, так и у всей насосной установки, соединенной последовательно. Так как характеристика магистральных насосов близка к горизонтальной, для небольшого снижения давления нагнетания требуется большой перепуск (большой расход), при котором потребляемая насосом мощность сильно возрастает. При регулировании дросселированием мощность, потребляемая насосом, больше, чем при регулировании перепуском, при перекачке одного и того же объема нефти.

Метод перепуска может быть применен при крутых характеристиках насосных агрегатов или в схемах, где невозможно дросселирование.

Критерием выбора метода регулирования являются наименьшие затраты на перекачку, связанные с применением данного метода регулирования. В условиях нефтепроводов необходимость ограничения давления в статических режимах составляет по времени не более 3 – 5 % от общей продолжительности перекачки и глубина регулирования – не более 10 – 25 % от дифференциального напора, развиваемого одним агрегатом. При указанных ограничениях наиболее экономичным по суммарным затратам является метод дросселирования, получивший наибольшее распространение. При этом регулирующей орган устанавливается на нагнетании насосной, что обеспечивает регулирование как давления нагнетания, так и всасывания насосной.

На *рис. 3.11* изображена схема регулирования давлений. На привод регулирующего органа *1* поступает сигнал от регулятора давления на всасывании *3* или нагнетании *5*. Регуляторы

сравнивают значения измеряемых давлений с заданием от датчиков давления на всасывании 6 и нагнетании 7 и при рассогласовании подают командный импульс на исполнительный механизм регулирующего органа. Для контроля давления на трубопроводе устанавливаются манометры 2 типа МП-П2. Выходной пневмосигнал, пропорциональный измеряемому давлению, подается на пропорционально-интегрально-дифференциальный регулятор. В регуляторе давление трубопровода p_m сравнивается с величиной задания p_3 . При рассогласовании на выходе регулятора появляется управляющий сигнал.

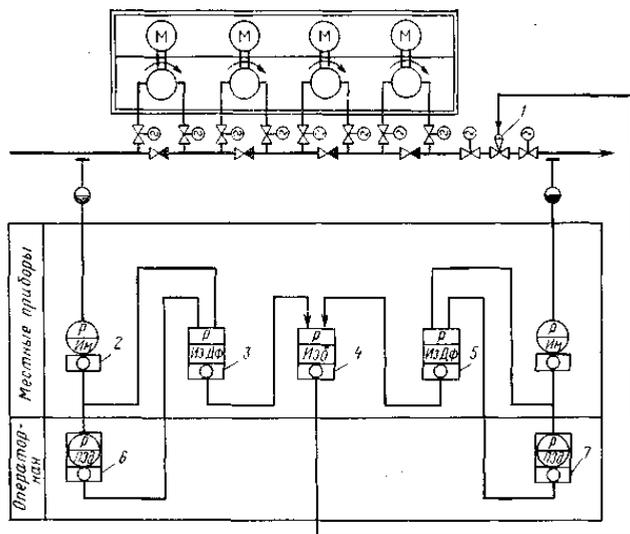


Рис. 3.8. Схема регулирования давлений

Регулятор на нагнетании настраивается на прямую работу, т. е. выходной сигнал появляется при возрастании давления выше заданного и он увеличивается по мере роста рассогласования. Регулятор на всасывании настраивается на обратную работу, т. е. его выходной сигнал увеличивается при снижении давления ниже заданного. Сигналы от обоих регуляторов поступают на прибор

селектирования большого сигнала 4 типа ПФ4/5-1, который повторяет на своем выходе больший из имеющихся на входе сигналов.

Защита трубопроводов от перегрузок при переходных процессах. Такие перегрузки возникают в магистральных нефтепроводах, работающих при режимах перекачки «из насоса в насос». В этих условиях при отключении одного или нескольких насосов на промежуточной станции возникает волна повышения давления в направлении предыдущей станции и понижения – в сторону последующей. При распространении волны повышения давления в отдельных точках трассы трубопровода могут возникнуть перегрузки, превышающие предельно допустимые. Местоположение опасных точек зависит от диаметра трубопровода, скорости перекачки, расстояния между станциями и других факторов.

Локальная система автоматического регулирования на станции не в состоянии предотвратить динамическое повышение давления в трубопроводе. Значение перегрузки повышается при увеличении диаметра трубопровода. Поэтому для всех трубопроводов диаметром 720 мм и более следует рассматривать необходимость применения устройств защиты трубопровода от волн повышения давления, возникающего при внезапной остановке станции. Расчет следует выполнять на худший случай: одновременное отключение всех трех агрегатов на насосной станции. Такое отключение может произойти из-за исчезновения электроэнергии.

Снижение возникающих перегрузок до допустимых значений возможно двумя способами. Первый способ заключается в создании со стороны предыдущей станции встречной волны снижения давления путем мгновенного снижения развиваемого давления при возникновении волны на последующей станции. Если встречная волна достигнет опасной точки раньше, чем к ней подойдет волна повышения давления, то суммарное давление не превысит допускового. Встречная волна может быть создана благодаря отключению одного из агрегатов на предыдущей станции или частичному дросселированию потока на ней. Существует специальное устройство – датчик опасных возмущений (ДОВ), который при

резком повышении давления за короткий промежуток времени (1 – 1,2 МПа за 5 – 6 с) дает сигнал на предыдущую станцию. С приходом этого сигнала на насосной происходит соответствующее отключение агрегата или установки регулятора давления на нагнетании. Если такой сигнал поступит на предыдущую станцию через 15 – 20 с после отключения, то перегрузки в трубопроводе не возникнут.

Второй способ заключается в искусственном поддержании потока в трубопроводе путем сброса части его в емкость при остановке перекачивающей станции. Сущность процесса заключается в следующем: к трубопроводу на всасывании насосной подключается емкость, доступ потока в которую при установившемся режиме герметично перекрыт. При отключении насосной станции поток начинает поступать в емкость, вследствие чего нарастание давления на всасывании насосной происходит медленно. Поскольку основное нарастание волны повышения давления происходит в первые 3 – 4 с, применяемые защитные устройства должны обеспечить полное открытие сливного трубопровода и пропуск максимального расхода практически мгновенно.

Раздел 4. АВТОМАТИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

4.1. Характеристика газовых и газоконденсатных промыслов как объектов автоматизации

Газовые и газоконденсатные промыслы представляют собой распределенную систему с многочисленными контролируемыми

объектами добычи, подготовки и сбора газа и конденсата. В начальный период развития газовой промышленности основными источниками газоснабжения были чисто газовые месторождения, в газах которых не содержались тяжелые углеводороды или количество их было незначительным. В настоящее время более половины добываемого газа приходится на долю газоконденсатных месторождений, при эксплуатации которых добываются как газ, так и жидкая углеводородная фаза – конденсат, являющийся ценным сырьем для химической промышленности. Особенностью газоконденсатных залежей является то, что конденсат в пластовых условиях, как правило, представлен углеводородной смесью в единой газовой фазе. Схема сбора газа и конденсата изображена на *рис. 4.1*. Газ от скважины *1* по шлейфу *2* направляется на газосборный пункт (ГСП), где проводится его полная обработка для подготовки к транспортировке (очистка от механических примесей и отделение воды и конденсата). С выхода всех ГСП газ собирается в промысловом газосборном коллекторе *3* и направляется в магистральный газопровод (МГ), а конденсат по конденсатопроводу *4* — на газофракционирующую установку (ГФУ) для его последующей переработки. В некоторых районах на ГСП осуществляются лишь сбор и первичная сепарация газа, а окончательно он обрабатывается централизованно на головных сооружениях (ГС), совмещенных с одним из ГСП.

Для отделения газового конденсата или осушки газа на ГСП применяются установки низкотемпературной сепарации (НТС). Суть ее заключается в использовании энергии давления газа, под которым он поступает из пласта, для получения низких температур, обеспечивающих глубокое выделение из газа углеводородного конденсата и воды. При достаточно высоком давлении газа можно снизить его температуру за счет дроссельного эффекта. Поскольку процесс низкотемпературной сепарации газа протекает при температуре $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже, а на установку поступает обычно насыщенный влагой газ, возникают условия для образования гидратов углеводородов. Для предотвращения гидратообразования на установках НТС в поток газа всprysкивается ингибитор гидратообразования, в качестве которого наиболее часто применяется диэтиленгликоль

(ДЭГ). Ингибитор растворяется в воде, имеющейся в газе, и снижает давление паров воды. После воздействия ингибитора гидраты в газе могут образоваться лишь при более низкой температуре, т. е. ингибитор снижает температуру гидратообразования.

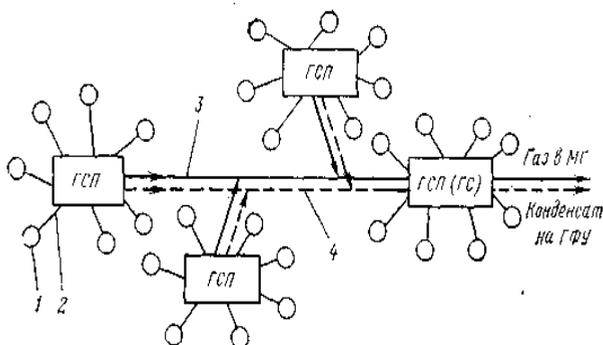


Рис. 4.1. Схема сбора газа и конденсата

Насыщенный ДЭГ может быть регенерирован и возвращен в процесс. Однако НТС не может привести к полному извлечению высококипящих углеводородов, так как для их выделения потребовалась бы очень низкая температура. Кроме того, с помощью существующих сепараторов различных конструкций не удастся полностью отделить выделившийся конденсат. Поэтому иногда совместно с НТС используется процесс короткоциклового адсорбции (КЦА), основанный на поглощении из газа влаги и углеводородного конденсата твердым адсорбентом. В таком совместном процессе при помощи НТС из газа извлекаются тяжелые углеводороды и большая часть влаги, а при помощи КЦА – оставшаяся влага и высококипящие углеводороды.

Газовые и газоконденсаторные месторождения находятся обычно в отдаленных от промышленных центров районах, объекты газовых промыслов рассредоточены на больших площадях, достигающих десятков и сотен квадратных километров, поэтому автоматизация и телемеханизация газовых и газоконденсатных

месторождений играют огромную роль в повышении эффективности их эксплуатации.

При автоматизации добычи газа предусматривается регулирование давления в газосборном коллекторе. Поддержание заданного давления газа на выходе с промысла обеспечивает наилучшие условия работы компримирующих агрегатов головной компрессорной станции. Сложность автоматической стабилизации давления определяется рассредоточенностью ГСП и их связью через промысловый газосборный коллектор, а также неравномерностью отбора газа в магистральном газопроводе.

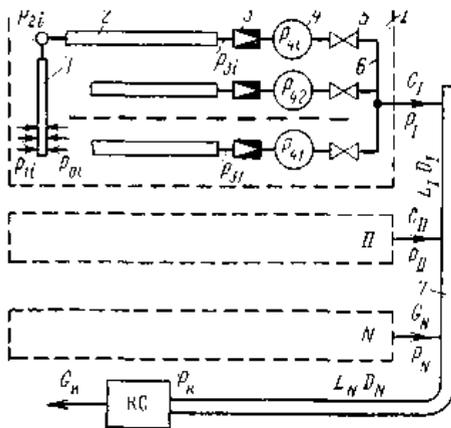
Для получения максимального количества конденсата и лучшей осушки газа весьма важным является автоматическое поддержание заданной температуры в сепараторах. Система автоматизации должна предусматривать автоматический ввод ингибиторов против образования кристаллогидратов. Система автоматизации и телемеханизации должна также обеспечить автоматический сброс конденсата из линейных конденсатосборников, дистанционное включение и отключение скважин, дистанционный контроль основных технологических и учетных параметров.

4.2. Автоматическое управление производительностью промысла

Основная задача автоматического управления производительностью газового промысла заключается в поддержании ее в соответствии с газопотреблением. Потребителями газа являются магистральные газопроводы, близлежащие населенные пункты и предприятия. Известно, что газопотребление носит нестационарный характер и различно в различные времена года, дни недели и часы суток. Необходимо оперативно согласовывать число материальных потоков во всех

звеньях добычи и потребления газа, управляя производительностью промысла.

Схема газосборной сети промысла изображена на *рис. 4.2*. Газ из скважины *1* по газовому шлейфу *2* поступает на сборный пункт (СП) *I*, *II*, ..., *N* через регулирующие штуцеры *3*. После очистки в сепараторах *4*, пройдя запорные задвижки *5*, он собирается в коллекторе СП *6* и направляется в промысловый газосборный коллектор *7*, имеющий длину L_N , до первой компрессорной станции (КС).



За критерий оптимальности управления производительностью газового промысла можно принять минимальные энергозатраты на сжатие газа. Это будет при максимальном давлении газа на входе в компрессорную станцию.

Задача состоит в том, чтобы из множества

допустимых распределений нагрузок между сборными пунктами выбрать такую, которая может обеспечить заданную производительность промысла с наименьшими потерями давлений, поддерживать максимально допустимое давление в точке подключения первого СП к промысловому коллектору, обеспечить постоянное давление на входе компримирующих агрегатов, т. е. согласовывать производительность промысла с

количеством отбираемого магистральным газопроводом газа.

С целью стабилизации давления на выходе промыслового газосборного коллектора на промысле выделяют две группы скважин: скважины, дебит которых регулируют в целях компенсации внешних возмущений, и скважины, дебит которых поддерживают в течение длительного промежутка времени постоянным. Объединив регулируемые скважины на одном СП, получают регулируемый СП. Остальные СП с нерегулируемыми скважинами являются базовыми. Задача поддержания постоянного давления в промысловом газосборном коллекторе решается путем автоматического изменения производительности регулируемого СП. Если регулируемый СП не может компенсировать изменение отбора газа, то диспетчер промысла изменяет в допустимых пределах дебит базовых скважин, после чего вступает в действие автоматическая система изменения производительности регулируемого СП.

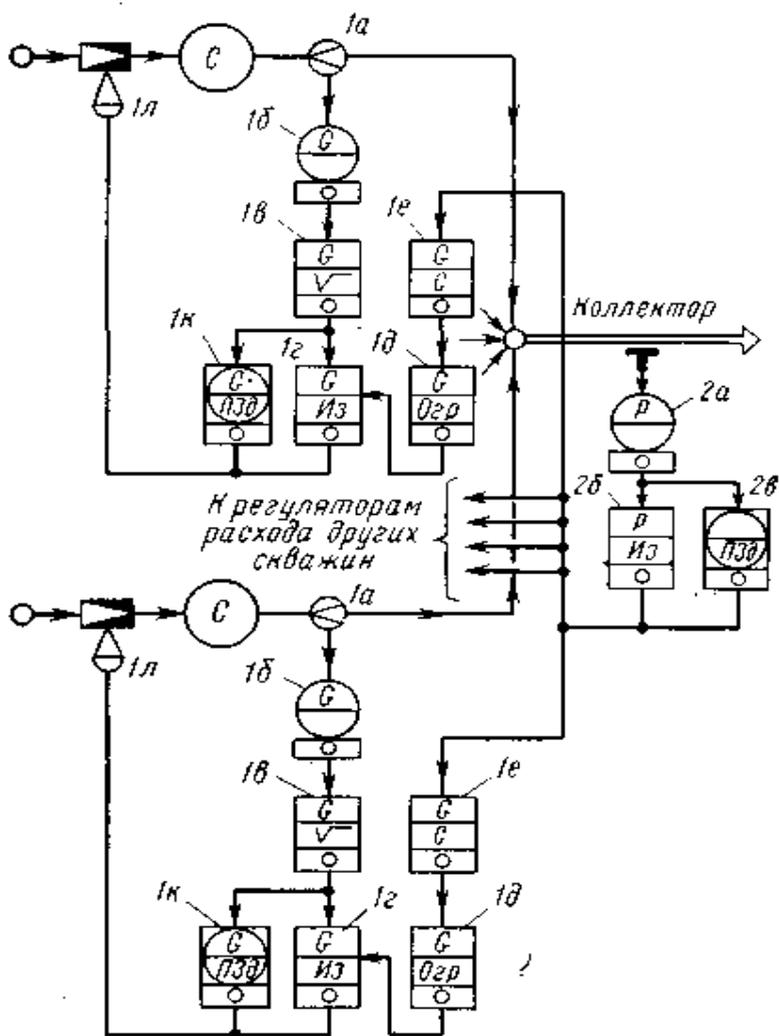


Рис. 4.3. Схема автоматического управления
производительностью
регулируемого сборного пункта

Схема автоматического управления производительностью регулируемого СП изображена на *рис. 4.3*. Давление на выходе измеряется манометром с пневмопреобразователем *2а* типа МП-П2, выходной сигнал которого поступает на автоматический пропорционально-интегральный регулятор *2б* типа ПР321, установленный на вторичном регистрирующем приборе *2в* типа ПВ10.13. Вторичный прибор снабжен переключателем на автоматическое и дистанционное управление ручным датчиком. При рассогласовании текущего и заданного значений давления ПИ-регулятор выдает корректирующий импульс параллельно на все системы автоматического регулирования дебита скважин. При помощи переключателя вторичного прибора *2в* можно перейти на ручное управление, а при помощи ручного датчика – дистанционно изменить задание регулятором *1г* дебита скважин. Система автоматического регулирования дебита скважины состоит из камерной диафрагмы *1а*, дифманометра с пневмовыходом *1б*, блока извлечения квадратного корня *1в* типа ПФ1.17, пропорционально-интегрального регулятора *1г* типа ПР3.21, вторичного регистрирующего прибора *1к* типа ПВ10.13, регулирующего штуцера *1л* типа ШРП-1, прибора умножения сигнала на постоянный коэффициент (*С*) *1е* типа ПФ1.9 и блока ограничения сигнала *1д* типа ПП11.1. При помощи прибора *1е* достигается требуемое соотношение между дебитами различных скважин. Если из всех скважин допускается одинаковый отбор газа, этот прибор исключают из системы. Блок ограничения сигнала *1д* поддерживает дебит скважины в допустимых пределах. На рисунке показан один такой блок, но на практике устанавливают два: один для ограничения по максимуму, другой – по минимуму.

Системы могут работать в следующих режимах:

– *Режим каскадного регулирования*. Переключатель вторичного прибора *2в* находится в положении «автоматическое», и система регулирования поддерживает заданное регулятором давления *2б* значение расхода газа.

– *Режим дистанционного управления производительностью СП*. Переключатель прибора *2в* находится в положении «ручное», и задание всем регуляторам расхода поступает от его ручного датчика.

– *Режим автоматической стабилизации дебита отдельной скважины.* Переключатель прибора *1к* отключает регулятор дебита *1г* от регулятора давления *2б*. Заданное значение расхода вводится в регулятор *1г* при помощи датчика вторичного прибора *1к*. Регулятор поддерживает это значение расхода.

– *Режим дистанционного управления регулирующим штуцером.* Переключатель вторичного прибора *1к* находится в положении «ручное». Выходной сигнал регулятора *1г* отключен от регулирующего штуцера *1л*, и последний управляется сигналом ручного задатчика прибора *1к*. Возможность изменения режима делает систему гибкой и повышает ее надежность. При отказе отдельных элементов не прекращается функционирование системы в целом. Дебит скважин регулируют на базовых сборных пунктах при помощи систем, отличающихся от рассмотренной отсутствием регулятора давления *2б*, блоков *1е* и *15*. Заданные значения расхода газа устанавливаются оператором. Когда сборный пункт является необслуживаемым объектом, задание регуляторам устанавливается диспетчером промысла по системе телемеханики. Для этого сигнал, пришедший с диспетчерского пункта на контролируемый, при помощи электропневмопреобразователя преобразуется в пневматический сигнал и вводится в камеры задания регуляторов расхода. В остальном действии системы такое же.

Применяемый для регулирования дебита скважин исполнительный механизм – регулирующий штуцер ШРП-1 – состоит из проходного отверстия переменного сечения и мембранного пневмопривода (*рис. 4.4.*). Регулирующий штуцер рассчитан на давление 32 МПа и имеет условный проход 100 мм. В корпусе *1* регулирующего устройства расположены вкладыши *3*, *4* и заслонка. Вкладыш *3* неподвижен, а вкладыш *4* может совершать возвратно-поступательное движение вместе с заслонкой *2*. Уплотнение между вкладышем *3* и корпусом *1* выполнено резиновым кольцом. Так же выполнено уплотнение между заслонкой и вкладышем *3*. Заслонка *2* перемещается в двух направляющих типа «ласточкина хвоста». Пневмопривод штуцера состоит из нижней *13* и верхней *14* крышек, между которыми закреплена мембрана *15* штока *7*. Нижний конец штока

связан с заслонкой 2, а верхний при помощи гайки 21 прикреплен к подвижной втулке 22 позиционера 23. Мембрана 15 расположена на диске 16, нижний торец которого опирается на подвижную втулку 22. На диске укреплен указатель 12, перемещающийся при работе штуцера относительно неподвижной шкалы 11. Внутри цилиндра, приваренного к нижней крышке мембраны, между втулками 9 и 22 расположена пружина 10. Натяжение пружины регулируется резьбовой втулкой 9. Пневмопривод крепится к корпусу регулирующего устройства при помощи соединительной втулки 8, уплотненной резиновыми кольцами 5 и 6. На нижней крышке 13 закреплен позиционер 23. Шток позиционера упирается в диск 16. К позиционеру подводится воздух от автоматического регулятора. От позиционера через штуцер 20 управляющий сигнал p , поступает в надмембранную полость. Под действием этого давления мембрана развивает усилие, при котором перемещается вниз шток 7 с заслонкой 2 и вкладышем 3. При этом проходное сечение регулирующего штуцера уменьшается. Перемещение штока с заслонкой, а следовательно, и проходное сечение штуцера пропорционально значению управляющего давления. Регулирующий штуцер комплектуется сменными вкладышами, позволяющими изменять рабочий проход в диапазонах 30 – 21, 25 – 16, 20 – 11, 18 – 8 мм при изменении управляющего сигнала от 20 до 100 кПа. При отказе автоматического регулятора или ручного задатчика проходное сечение штуцера изменяется вручную вращением винта 18 (в резьбе крышки 19), который при этом нажимает на тарель 17, что приведет к перемещению штока 7 с заслонкой.

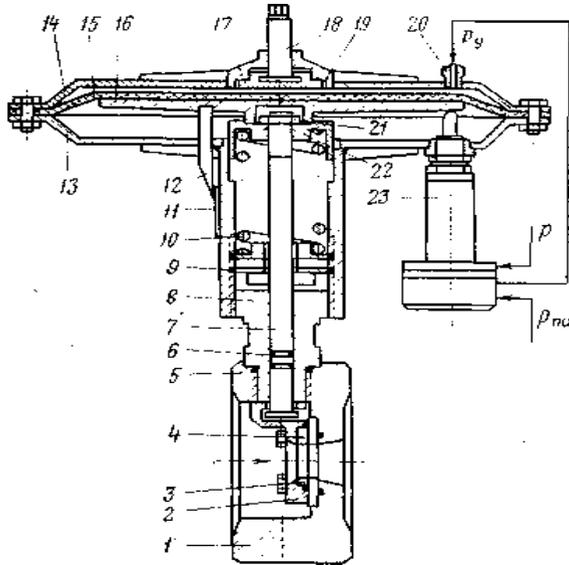


Рис. 4.4. Схема регулирующего штуцера ШРП-1

Для регулирования производительности высокодебитных скважин применяется регулирующий штуцер ШР-10, имеющий условный проход 200 мм. Этот штуцер также состоит из мембранного пневмопривода и регулирующего устройства. В качестве регулирующего устройства применена расположенная в корпусе заслонка, закрепленная на поворотном валу. Вал поворачивается пневмоприводом, действующим от управляющего пневмосигнала.

4.3. Автоматическое управление процессом низкотемпературной сепарации газа

Метод низкотемпературной сепарации (НТС) обеспечивает выделение из добываемого газа воды и конденсата, что необходимо для нормальной работы газосборных сетей и магистрального газопровода. Осушка и очистка газа достигаются в результате его охлаждения и последующей сепарации сконденсировавшейся жидкости. Для получения низких температур в установках используют пластовую энергию газа или искусственное охлаждение. В первом случае температура понижается в результате адиабатического расширения (дросселирования) газа, во втором — использования специальных машин и установок. В промышленности преимущественное распространение получили технологические схемы с получением холода за счет дросселирования газа на штуцере. Для предупреждения образования кристаллогидратов в местах резкого снижения температуры вводят ингибиторы гидратообразования. Сущность предупреждения гидратообразования методом ввода ингибиторов состоит в том, что последний поглощает из газа парообразную влагу и вместе со свободной водой, сконденсировавшейся в результате охлаждения газа, образует раствор. Упругость паров воды, соответственно и температура точки росы снижаются. При этом понижается и равновесная температура гидратообразования. В качестве ингибиторов применяют метиловый спирт (метанол) и диэтиленгликоль (ДЭГ). Опыт показал, что наиболее надежным ингибитором является ДЭГ. Учитывая возможность его регенерации на промышленной установке, применение ДЭГ, несмотря на высокую стоимость его, выгоднее, чем метанола. Понижение равновесной температуры гидратообразования является функцией концентрации ингибитора.

Таким образом, если расход ДЭГ поддерживать на уровне, обеспечивающем его конечную концентрацию, то тем самым будет обеспечено нужное понижение равновесной температуры гидратообразования.

Системой автоматического управления НТС должно быть обеспечено автоматическое регулирование производительности установок, температурного режима, расхода ингибитора гидратообразования, давления газа в аппаратах и газопроводах и уровня жидкости в аппаратах.

При автоматизации установки низкотемпературной сепарации газа (рис. 4.5) газ от скважины под действием устьевого давления поступает в сепаратор первой ступени *C-1*, где происходит сепарация жидкости, выделившейся из газа при движении от забоя скважины. Жидкость сбрасывается в емкость *E-1*, а газ направляется в теплообменник *T-1* типа «труба в трубе», где он охлаждается газом, поступающим в межтрубное пространство из низкотемпературного сепаратора *C-2*. Из теплообменника *T-1* газ поступает через регулирующий штуцер *Ш-2* в низкотемпературный сепаратор *C-2*. С помощью штуцера осуществляется регулирование давления газа. В результате совместного действия теплообменника *T-1* и штуцера *Ш-2* температура газа в сепараторе достигает 10–14 °С и происходит выделение жидкости. Осушенный газ поступает в теплообменник *T-1*, где охлаждает поступающий из скважины, а затем направляется в газосборный коллектор группового пункта. В газовый поток перед входом в теплообменник *T-1* высоконапорным дозировочным насосом *H-1* впрыскивается через форсунки концентрированный раствор ДЭГ, который поглощает имеющуюся в газе влагу. В результате этого в нижней части низкотемпературного сепаратора собирается смесь конденсата и насыщенного ДЭГ, которая поступает в разделительную емкость *E-1*. Разделение происходит за счет разности плотностей и имеющих в емкости перегородок. Для улучшения разделения смеси сепаратор *C-2* и разделительная емкость *E-1* снабжены змеевиковыми подогревателями, подогреваемыми частью газа высокого давления, который после сепаратора *C-1* направляется в огневой подогреватель *ОП*. С температурой около 150 °С газ поступает в змеевики подогреваемых аппаратов, а затем возвращается в газовый поток перед теплообменником *T-1*.

Конденсат из разделительной емкости $E-1$ направляется в конденсатопровод, газ – в коллектор газосборного пункта, а насыщенный ДЭГ – через теплообменник $T-2$ на установку регенераций $УР$. После предварительного подогрева в теплообменнике $T-2$ насыщенный ДЭГ поступает в отпарную колонну установки регенерации. Пары воды отводятся через верхнюю часть колонны, а собирающийся в нижней части установки реге-нерированный ДЭГ перетекает в промежуточную емкость $E-2$, подогревая по пути через теплообменник $T-2$ поток насыщенного ДЭГ. С помощью дозирочного насоса $H-1$ ДЭГ снова вводится в процесс. Установка регенерации и огневой подогреватель – общие для группового пункта.

Система регулирования основных технологических параметров показана на *рис. 4.5*. При реализации этих систем в качестве измерительных устройств применяются главным образом серийные приборы ГСП, а также пневматические регуляторы и вторичные приборы системы «Старт».

Система автоматического регулирования дебита скважины. Дебит измеряют с помощью диафрагмы $1a$ и дифманометра $1б$. Для регулирования дебита скважины выходной пневматический сигнал дифманометра $1б$, пропорциональный текущему значению дебита, поступает на вход изодромного регулятора 10 и одновременно на вторичный прибор $1г$. От датчика, помещенного во вторичном приборе $1г$, пневматический сигнал, пропорциональный заданному значению дебита, поступает во вторую камеру изодромного регулятора $1в$. Выходной сигнал регулятора поступает на регулируемый штуцер $Ш-2$ ($1Д$) и одновременно на вторичный прибор $1г$. Таким образом, на вторичном приборе $1г$ сведены значения трех параметров: текущего и заданного значений дебита и давления в линии исполнительного механизма. Все элементы этой системы, за исключением исполнительного механизма $Ш-2$, могут быть реализованы с помощью серийно выпускаемых общепромышленных средств автоматизации.

В качестве исполнительного механизма может быть применен регулируемый штуцер с пневмоприводом типа ШРП-Г. При

изменении выходного сигнала регулятора пневматический мембранный привод этого штуцера перемещает заслонку регулирующего органа, изменяя площадь его проходного сечения. Таким образом, при изменении расхода газа через диафрагму *1а* система регулирования будет восстанавливать заданное значение расхода изменением площади проходного сечения штуцера *III-2*. Однако при перемещении заслонки штуцера кроме стабилизации расхода исполнительный орган может оказать возмущающее действие по отношению к давлению в сепараторе *C-1*. Отборное устройство давления *3а* расположено после теплообменника *T-1*. Давление измеряется вторичным прибором *3б*. В случае рассогласования между текущим значением давления на входе манометра *3б* и заданным значением, поступающим от датчика вторичного прибора *3г*, регулятор *3в* изменит проходное сечение исполнительного механизма *III-1 (3Д)*, восстанавливая заданное значение давления в сепараторе *C-1*.

Система автоматического регулирования расхода ДЭГ. Непрерывный ввод ДЭГ в газовый поток в заданном количестве является необходимым условием нормальной работы установки НТС. Расход ингибитора должен соответствовать дебиту газа, поступающего из скважины. При изменении дебита газа система регулирования расхода ингибитора должна перестраиваться на другое значение. Указанное условие может быть реализовано с помощью системы связанного регулирования, показанной на *рис. 4.5*. Она состоит из датчика расхода ингибитора *4а*, дифманометра *4б*, регулятора соотношения двух параметров *4в*, вторичного прибора *4г* и исполнительного механизма *4о*.

Приборы переменного перепада давления для измерения расхода не могут быть применены в качестве датчиков расхода ингибитора из-за пульсирующего характера потока на выбросе плунжерного дозирочного насоса *H-1*, небольшого значения расхода, существенного изменения вязкости ДЭГ, а также большого статического давления.

Датчик расхода ингибитора ДР-22 (*рис. 4.6*) состоит из собственно датчика и дифманометра. Датчик имеет приемник— камеру *б* переменного уровня и дроссель *з*, расположенный в корпусе *д*. Корпус датчика одновременно является уравнительным сосудом, в который заливается жидкость.

Благодаря переливной трубке 2 в уравнительном сосуде устанавливается постоянный уровень жидкости. Приемная камера 6 при необходимости может обогреваться паром, подаваемым в кожух 7. В верхней части 6 приемника расположен штуцер 5, через который жидкость разбрызгивается и стекает по стенке приемника, чем достигается сглаживание пульсирующего потока. При помощи трубки 4 выравниваются давления в газовом пространстве приемника и трубопроводе, поэтому истечение ингибитора через дроссель 3 происходит только под действием столба жидкости в приемной камере. Каждому установившемуся значению притока жидкости в приемник соответствует определенный уровень. Уровень измеряется дифманометром типа ДС-П с пневматическим выходным сигналом. Датчик расхода ДР-22 рассчитан на рабочее давление 32 МПа и диапазоны расхода 0–0,007, 0–0,1, 0–0,02 и 0–0,03 кг/с. Датчик устанавливается на трубопроводе при помощи фланца 1.

Регулятор расхода жидкости РРЖ-1 (рис. 4.7) представляет собой регулируемый дроссель, совмещенный с регулятором перепада давления. Регулятор обеспечивает постоянный расход ингибитора гидратообразования при колебаниях давления жидкости на его входе и выходе. Регулируемый дроссель включает в себя щель 3 и плунжер 2 с мембранным приводом 1. Регулятор перепада давления состоит из поршня 8, мембраны 5 и пружины 4. Ингибитор от насоса поступает по каналу 6 через отверстие 7 в камеру А регулятора, затем в камеры В и Б, далее через щель 5 в камеру Г и на выход. В отверстии 7 осуществляется редуцирование входного давления $p_{вх}$ до величины $p_{рег}$. Площадь отверстия 7 изменяется при перемещении поршня 8. При этом изменяется $p_{рег}$, которое действует на мембрану 5 и сжимает пружину 4. Усилие пружины определяет перепад давления на щели 3. Под действием пневматического сигнала, поступающего от регулятора соотношения 4в (см. рис. 4.5) под мембрану пневмопривода 1, плунжер 2 будет изменять проходное сечение щели 3, устанавливая необходимое значение расхода ингибитора. Возможные колебания давлений на входе $p_{вх}$ и выходе $p_{вых}$ регулятора могут привести к изменению расхода ингибитора через щель 3. В этих условиях

заданный расход ингибитора при постоянном сечении щели 3 обеспечивается регулятором перепада давления. Например, при увеличении входного давления $p_{вх}$ увеличивается и давление $p_{рег}$. Мембрана 5, преодолевая упругость пружины 4, перемещается вправо. Поршень 8 уменьшает площадь проходного сечения отверстия 7, восстанавливая давление $p_{рег}$, а следовательно, и перепад давления на щели 3 и расход через нее до прежних значений. При уменьшении давления на входе $p_{вх}$, а также при изменении давления на выходе $p_{вых}$ регулятор действует аналогично.

Регулятор РРЖ-1 рассчитан на рабочее давление 32 МПа, расход жидкости 3 – 90 л/ч и ее температуру 10 – 30 °С.

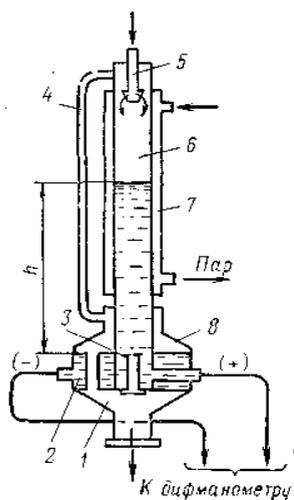


Рис. 4.6. Датчик расхода ингибитора ДР-22

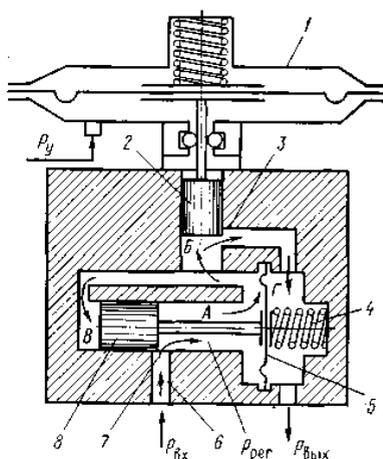


Рис. 4.7. Регулятор расхода жидкости РРЖ-1

В целом система связанного регулирования расхода ингибитора работает следующим образом. На регулятор соотношения 4в (см. рис. 4.5) поступают пневматический сигнал от дифманометра 4б, пропорциональный текущему значению расхода ингибитора, и пневматический сигнал, пропорциональный заданному значению дебита скважины, определяемому цент-

ральным регулятором давления в промышленном газосборном коллекторе. В случае постоянного задания регулятору дебита скважины *1в* задание регулятору соотношения *4в* также не меняется и регулятор *4в*, воздействуя на исполнительный механизм *4д* (РРЖ-1), устанавливает соответствующее значение расхода ингибитора. Возможные отклонения расхода ингибитора устраняются регулятором перепада давления блока РРЖ-1. При изменении задания регулятору дебита *1в* заданное значение регулятора *4в* также меняется и в соответствии с установленным коэффициентом соотношения его выходной сигнал с помощью пневмопривода блока РРЖ-1 устанавливает новый расход ингибитора.

Система автоматического регулирования температурного режима. Такая система может быть реализована с помощью серийно выпускаемых средств автоматизации общепромышленного назначения. Система автоматического регулирования сепаратора *С-2* (см. рис.

4.5) состоит из термобаллона *2а*, манометрического термометра, манометра *2б* с пневмовыходом, изодромного регулятора *2в*, вторичного прибора *2г* с задатчиком исполнительного механизма *2д*. При отклонении текущего значения температуры от заданного регулятор *2в* с помощью исполнительного механизма *2д* изменит количество холодного газа на входе в теплообменник *Т-1*, который служит для охлаждения потока

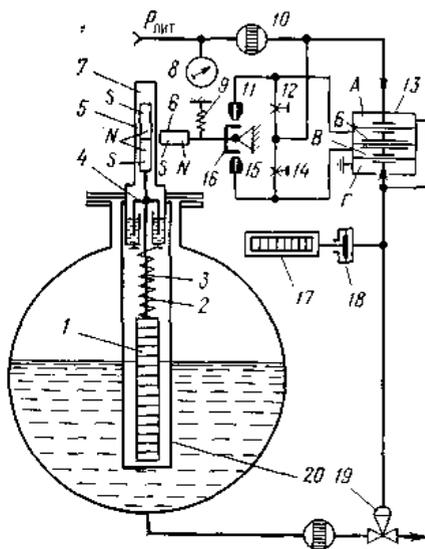


Рис. 4.8. Схема автоматического регулирования уровня в горизонтальной емкости

сырого газа перед сепаратором С-2.

Подогрев газа в огневом подогревателе ОП происходит в горизонтальной емкости следующим образом. При сгорании топливного газа тепло передается от жаровой трубы к теплообменнику, по которому проходит холодный газ через нитратнитритную смесь, постоянно циркулирующую между ними.

Автоматизация огневого подогревателя сводится к стабилизации температуры смеси с помощью элементов 6а–6б путем изменения количества сжигаемого газа. Аналогично построена и система автоматического регулирования температуры в нижней части установки регенерации УР. Температура поддерживается с помощью элементов 5а–5б путем изменения количества сжигаемого газа.

Огневой подогреватель и установка регенерации кроме регулирующих устройств оснащаются средствами защитной автоматики.

Автоматическое регулирование уровня жидкости. Наличие кристаллогидратов и абразивных частиц в потоках жидкости на установках НТС и малый приток жидкости в емкость при значительных перепадах давления на регулирующем органе привели к необходимости создания специальных регуляторов для отвода жидкости из технологических емкостей. На рис. 4.8. изображена схема автоматического регулирования уровня в горизонтальной емкости. Чувствительным элементом регулятора является буюк 1, подвешенный на пружине 2 и помещенный в защитную трубу 20. К буюку прикреплен штанга 3, на свободном конце которой закреплены постоянные магниты 5, изолированные от наружной среды разделительной трубкой 7. В средней части штанги закреплен стакан 4, при помощи которого образуется масляный гидрозатвор. Последний препятствует проникновению природного газа из конденсатосборника в разделительную трубку 7. Внутренняя полость трубки 7 защищена от образования кристаллогидратов, что повышает надежность работы регулятора. Изменение уровня жидкости приводит к перемещению магнитов 5 в разделительной трубке 7, изготовленной из немагнитного материала. При этом постоян-

ный магнит 6, закрепленный на коромысле, уравновешенном пружиной 9, перемещает заслонку 16 относительно сопел 11 и 15. К соплам через фильтр 10 и дроссели 12 и 14 подается сжатый воздух, давление которого контролируется по манометру 8. Линия сопла 11 соединена с камерой Б трехмембранного реле 13, а линия сопла 14 — с камерой В того же реле. При достижении верхнего предельного уровня жидкости заслонка 16 закрывает сопло 11, давление в камере Б возрастает и под его действием реле 13 переходит в крайнее нижнее положение. Давление питания проходит через камеру А реле на исполнительный механизм 19 и открывает его. Жидкость сбрасывается из емкости. При достижении нижнего предельного уровня закрывается сопло 15, увеличивается давление в камере В и реле 13 переходит в крайнее верхнее положение. Линия питания при этом перекрывается, а воздух из линии исполнительного механизма 19 сбрасывается в атмосферу. Линия слива жидкости перекрывается. Число сбросов жидкости контролируется счетчиком 17 при помощи пневмопривода 18. Регуляторы уровня РУЖ выпускаются на рабочее давление до 32 МПа.

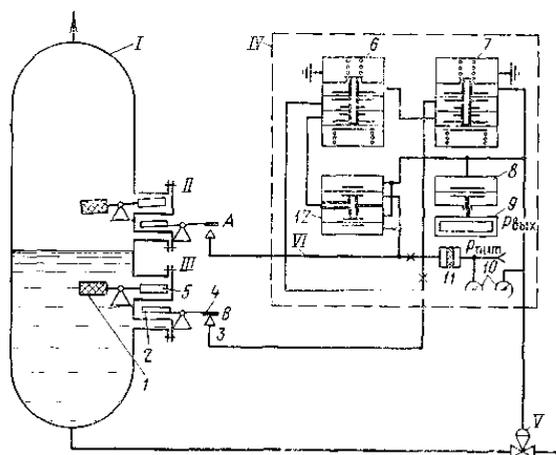


Рис. 4.9. Схема системы автоматического регулирования уровня жидкости с регулятором Р-2Д

На *рис. 4.9.* изображена схема регулирования уровня жидкости в вертикальном аппарате с помощью регулятора Р-2Д с пневмодатчиком ДУЖП-200. Система состоит из объекта регулирования *I*, датчиков верхнего *II* и нижнего *III* уровней регулятора *IV* и исполнительного механизма *V*. Чувствительный элемент — поплавок *I* при достижении уровнем крайнего положения поднимается и расположенный на противоположном конце рычага сердечник *5* опускается. При этом постоянный магнит *2* поднимается и заслонка *4* прикрывает сопло *3*. Питание к соплу *3* подается от регулятора через фильтр *11* и дроссель постоянного сечения.

Рассмотрим работу системы. Если давление в мембранном приводе клапана *V* отсутствует, он закрыт и уровень в емкости повышается. При достижении уровня в емкости до поплавка верхнего датчика *II* он срабатывает и перекидной клапан *12* подключает давление питания ко второй (снизу) камере реле *6*. При этом мембранный блок реле *6* перемещается вниз и линия *VI* под высоким давлением через среднюю камеру и сопло реле *6* соединяется со второй (снизу) камерой реле *7*. Мембранный блок этого реле перемещается вниз, соединяя линию питания с запорным клапаном *V* и перекидным клапаном *12*. Клапан *V* открывается, и жидкость выбрасывается из емкости. Понижение уровня жидкости приводит к обратному действию верхнего датчика. Давление в линии его сопла снижается, однако реле находится в прежнем положении, так как перекидной клапан *12* под действием выходного давления реле *7* подключает это давление ко второй (снизу) камере реле *6*. При срабатывании нижнего датчика давление в линии его сопла и в средней камере *6* снижается. При этом снижается давление во второй (снизу) камере реле *7* и под действием пружины мембранный блок перемещается вверх. Сопло мембранного блока перекрывается заслонкой и отсекает подачу управляющего воздуха на клапан. Реле *7* сообщается с атмосферой, клапан *V* при этом закрывается, и схема возвращается в исходное положение. Число циклов сброса жидкости определяется по счетчику *9* с пневмоприводом *8*. Давление пневмопитания и в линии клапана контролируют манометрами *10*. В качестве исполнительных

механизмов применяют клапаны КЗП, ОМК5М или К43П. Датчики выпускают на давление 20 МПа.

4.4. Автоматизация абсорбционного процесса осушки газа

Процесс абсорбционной осушки газа основан на избирательном поглощении влаги раствором диэтиленгликоля в тарельчатых колоннах, особенностью которых является ступенчатый характер проводимого в них процесса. Газ и жидкость последовательно соприкасаются на отдельных ступенях (тарелках) аппарата. Поверхность соприкосновения фаз развивается потоком газа, распределяющимся в жидкости в виде пузырьков и струек. Среды движутся по аппарату по принципу противотока: сверху вниз движется абсорбент, а снизу вверх – осушаемый газ. В результате контакта фаз происходит массообмен: пары воды из газа переходят в раствор абсорбента. Степень осушки газа на абсорбционных установках определяется главным образом концентрацией подаваемого в абсорбер раствора, а концентрация раствора, в свою очередь, зависит от используемого на установке метода регенерации отработанного абсорбента. Для глубокой регенерации раствора и получения низких (от -20 до $+30$ °С) точек росы осушенного газа регенерацию ДЭГ проводят под вакуумом.

В промышленных условиях адсорбционные установки осушки подвержены различным внешним воздействиям, что и вызывает необходимость управления ими. Основная задача управления состоит в обеспечении заданной степени осушки газа при минимальных энергетических и материальных затратах и соблюдении ограничений на технологические параметры процесса. Процесс осушки газа на газовых промыслах осуществляют, как правило, в нескольких параллельно работающих абсорберах, входы и выходы которых подключены к коллекторам. Опыт эксплуатации их показывает, что, несмотря на одинаковые конструктивные характеристики аппарата, их гидравлические сопротивления различны. Это приводит к неравномерной нагрузке аппаратов и уменьшению общей эффективности их работы. Поэтому задача автоматического управления заключается не только в поддержании требуемой точки росы

осушенного газа, но и в обеспечении равномерного распределения потоков газа между абсорберами. Эта задача решается каскадной автоматической системой (рис. 4.10), построенной по схеме, изображенной на рис. 4.3. из которой исключаются блоки 1в, 1д и 1е. Изменение расхода и влагосодержания осушаемого газа, а также условий массообмена (температуры контакта фаз, давления и др.) приводит к изменению влагосодержания осушенного газа.

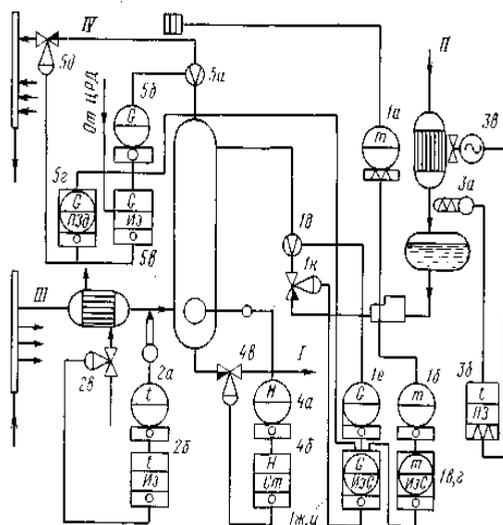


Рис. 4.10. Схема каскадного автоматического управления процессом абсорбции: I – насыщенный абсорбент; II – орошение колонны; III – ненасыщенный абсорбент; IV – осушенный газ

Для поддержания постоянного влагосодержания осушенного газа изменяют либо расход адсорбента, либо его концентрацию, либо то и другое одновременно.

Если абсорбер работает в переменном (по расходу газа) режиме, то система автоматического управления строится по принципу регулирования соотношения расход газа – расход абсорбента с коррекцией соотношения по отклонению влажности газа от заданного значения. Система функционирует следующим образом (см. рис. 4.10). Текущее значение влажности газа, воспринимаемое датчиком 1а, при помощи электропневматиче-

ского преобразователя *1б* преобразуется в пневматический унифицированный сигнал, который подает на вход ПИ-регулятора система «Старт» (ПРЗ.21). От ручного датчика вторичного прибора *1г* (тип ПВ17.1Э) на вход этого регулятора подается пневматический сигнал, пропорциональный заданному значению влажности. При отклонении текущего значения влажности газа от заданного регулятор по пропорционально-интегральному закону выдает корректирующий пневматический сигнал, который подается на вход регулятора соотношения *1ж* (тип ПРЗ.24). Последний, действуя на исполнительный механизм *1к*, изменяет расход абсорбента до тех пор, пока текущее значение влажности не станет равным заданному. При изменении расхода газа нарушается соотношение расход газа – расход абсорбента и регулятор *1ж* по сигналу от датчиков расхода газа *5а* и *5б* изменяет расход абсорбента. Ввод в контур регулирования сигнала от датчика расхода газа обеспечивает повышение динамической точности регулирования влажности.

В системе управления используются в основном пневматические приборы ГСП. Вторичный прибор *1и* типа ПВ10.1Э предназначен для регистрации расхода абсорбента и дистанционного управления исполнительным механизмом *1д* при переходе на ручное дистанционное управление. В качестве исполнительного механизма используется регулятор расхода жидкости типа РРЖ.

Заданная нагрузка абсорбера поддерживается при помощи системы автоматического регулирования, в состав которой входят (см. рис. 4.10) камерная диафрагма *5а*, дифманометр *5б*, регулятор *5в*, вторичный прибор *5г*, регулирующий штуцер *5д*. Заданное значение нагрузки устанавливается центральным регулятором давления (ЦРД). Температурный режим абсорбера автоматически стабилизируется при помощи двух систем регулирования: температуры газа и температуры абсорбента на входе в абсорбер. Первая система состоит из манометрического термометра с пнев-мовыходом *2а*, ПИ-регулятора *2б* и регулирующего клапана *2в*. Вторая представляет собой термометр сопротивления *3а* и двухпозиционное регулирующее устройство *3б*, включающее или отключающее вентилятор *3в*. В качестве двухпозиционного регулирующего устройства используется се-

рийный электронный мост с двухпозиционным регулятором. Уровень жидкости в абсорбере регулируется системой, состоящей из датчика уровня 4а типа УБ-П, пропорционального регулятора 4б типа ПР1.5 и регулирующего клапана 4в типа УКН.

Для обеспечения надежной осушки газа при переменном его поступлении необходимо поддерживать максимальный расход ДЭГ, постоянную его концентрацию, а также постоянную температуру контакта фаз (под максимальным понимается такой расход абсорбента, который при максимальной нагрузке аппарата по газу и постоянной концентрации гликоля обеспечивает заданную степень осушки газа). Такая система управления обеспечивает инвариантность влажности газа по отношению к его расходу.

Система автоматического управления процессом регенерации абсорбента. Основная задача системы автоматического управления процессом регенерации абсорбента состоит в стабилизации концентрации регенерированного раствора диэтиленгликоля. При постоянном вакууме в испарителе и колонне концентрация регенерированного раствора однозначно определяется температурой кипения. Чем больше концентрация ДЭГ в растворе, тем выше температура его кипения при одном и том же давлении (вакууме). При поддержании постоянных значений температуры и вакуума в испарителе обеспечивается постоянная концентрация регенерированного раствора.

Система автоматического управления, построенная на таком принципе, изображена на *рис. 4.11*. Стабилизация температуры раствора осуществляется системой автоматического регулирования, состоящей из датчика температуры 1а, ПИ-регулятора 1б и регулирующего клапана 1в. При отклонении температуры от заданного значения регулятор, действуя на регулирующий клапан, изменяет подачу пара в испаритель до

диэтиленгликоля, содержащегося в парах воды, предусматривается автоматическая стабилизация температуры верха колонны. Система регулирования включает датчик температуры 3а, ПИ-регулятор 3б и мембранный клапан 3в. Уровни жидкости в испарителе и емкости флегмы автоматически поддерживаются пропорциональными регуляторами 4а, 5а, изменяющими проходное сечение регулирующих клапанов 4б и 5б, установленных после насоса на трубопроводах отвода жидкости из аппаратов. Для регулирования уровня применяют регуляторы системы «Старт» типа ПР2.5 в комплекте с пневматическими датчиками уровня 2Б-П. Температура флегмы на выходе воздушного холодильника-конденсатора регулируется включением одного или нескольких вентиляторов 6в, управляемых двухпозиционным регулятором температуры 6б. Текущее значение температуры измеряется термометром сопротивления 6а.

Список литературы

16. Государственная система промышленных приборов и средств автоматизации / П.М. Атлас, В.Г. Беренштейн, А.А. Воробьян и др. – М.: ЦНИИ ТЭИ «Приборостроение», 1978. – Т. 3. Вып. 1.
17. Гренандер У., Фрайбергер В. Краткий курс вычислительной вероятности и статистики: Пер. с англ. – М.: Наука, 1978.
18. Дехтяренко П.И., Коваленко В.П. Определение характеристик звеньев систем автоматического регулирования. – М.: Энергия, 1973.
19. Ибрагимов И.А., Фарзани Н.Г., Илясов Л.В. Элементы и системы пневмоавтоматики. – М.: Высшая школа, 1975.
20. Исакович Р.Я. Технологические измерения и приборы. – М.: Недра, 1979.
21. Капустин А.Г., Малецкий В.А. Комплексная автоматизация нефтегазодобывающих предприятий. – М.: ВНИИОЭНГ, 1973.

22. *Комягин А.Ф.* Автоматизация производственных процессов газонефтепроводов. – М.: Недра, 1973.
23. *Лутошкин Г.С.* Сбор и подготовка нефти и газа и воды. – М.: Недра, 1979.
24. *Маргулов Р.Д., Тагиев В.Г., Гергедава Ш.К.* Организация управления газодобывающим предприятием. – М.: Недра, 1981.
25. *Мееров М.В., Михайлов Ю.Н., Фридман В.Г.* Основы автоматического управления. – М.: Недра, 1979.
26. *Прангивили И.В.* Микропроцессы и микроЭВМ. – М.: Энергия, 1979.
27. Справочник по автоматизации производственных процессов в газовой промышленности / В.В. Дубровский, В.П. Максимов, В.Б. Шифрин и др. – Киев: Техника, 1980.
28. *Стефани Е.П.* Основы расчета настройки регуляторов теплоэнергетических процессов. – М.: Энергия, 1972.
29. *Тараненко Б.Ф., Герман В.Т.* Автоматическое управление газопромысловыми объектами. – М.: Недра, 1976.
30. *Чупраков Ю.И.* Гидропривод и средства гидроавтоматики. – М.: Машиностроение, 1979.

Горев Сергей Михайлович

**АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ
ПРОЦЕССОВ НЕФТЯНОЙ
И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

КУРС ЛЕКЦИЙ

Часть 2

В авторской редакции
Компьютерный набор, верстка Горев С.М.
Оригинал-макет Бабух Е.Е.

Лицензия ИД № 02187 от 30.06.00 г. Подписано в печать 25.04.2003 г.
Формат 61*86/16. Печать офсетная. Гарнитура Times New Roman
Авт. л. 5,12. Уч.-изд. л. 4,86. Усл. печ. л. 6,43
Тираж 50 экз. Заказ № 91

Редакционно-издательский отдел
Камчатского государственного технического университета

Отпечатано полиграфическим участком РИО КамчатГТУ
683003, г. Петропавловск-Камчатский, ул. Ключевская, 35