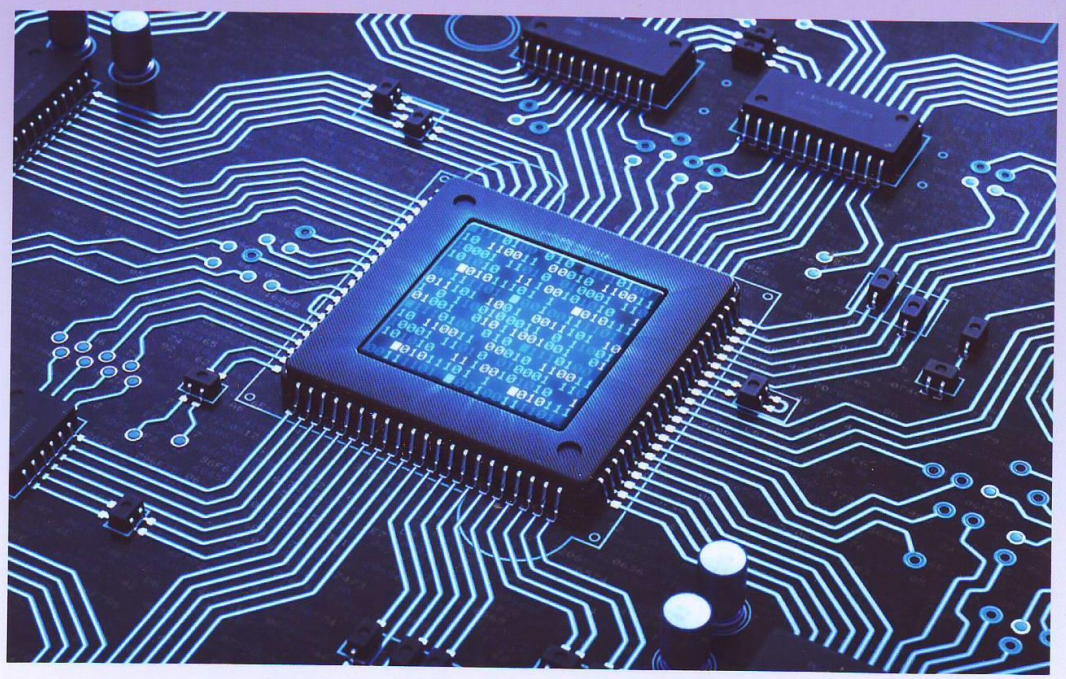
КУЛИЕВА Н.Г., ИБРАГИМОВ Р.Р.

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССАМИ С ПОМОЩЬЮ МИКРОКОНТРОЛЛЕРОВ

(на примере переработки нефти)



Бухара - 2020

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
УЗБЕКИСТАН

БУХАРСКИЙ ИНЖЕНЕРНО - ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
ИНСТИТУТ

Кулиева Н.Г., Ибрагимов Р.Р.

Исследование методов управления процессами с помощью микроконтроллеров (на примере переработки нефти)

(монография)

БУХАРА -2020

УДК 551.521.3
КБК 35.514
К 90

Кулиева Н.Г., Ибрагимов Р.Р. / Исследование методов управления процессами с помощью микроконтроллеров [Текст]: монография / Н.Г.Кулиева, Р.Р.Ибрагимов. - Бухара: издательство "UMID",2020.-110 стр.

В монографии изучена состояние автоматическое управление процессами первичной переработки нефти и на основе всестороннего анализа определены цель и задачи исследования. В качестве объекта исследования принята ректификационная колонна.

Проведен обзор основных типов промышленных установок первичной переработки нефти, к которым, прежде всего, относятся установки атмосферной, вакуумной и атмосферно-вакуумной трубчатки. Рассмотрены принцип работы исполнительных механизмов, преобразователей и интеллектуальных датчиков. Основные внимание обращено использованию микропроконтроллерной техники в первичном переработки нефти.

Рецензенты:

Убайдуллаева Ш.Р. Доцент Бухарского филиала Ташкентского института инженеров ирригации и механизации сельского хозяйства, кандидат технических наук;

Махмудов М.И. Заведующий кафедрой Бухарского инженерно – технологического института, доктор технических наук.

Рекомендовано на открытой печати совета Бухарского инженерно-технологического института (Протокол № 7, 24.04. 2020 г.)

BUXORO MUHANDISLIK-TEXNOLOGIYA INSTITUTI
A.K.M.
REESTR № 3867
"___" _____ 201___ y

ISBN 978-9943-6979-7-3

© Издательство "UMID" 2020 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение..... 5

I. Общие понятие о переработки нефтегазовой отрасли..... 7

1.1. Развитие нефтегазовой отрасли в Узбекистане..... 7

1.2. Этапы переработки нефти..... 17

1.3. Первичная переработка нефти..... 19

1.4. Вторичная переработка нефти..... 21

II. Техническое обеспечение и инструментальный средство программировании процесса..... 28

2.1. Управление процесса первичной перегонки нефти с помощью программы SCADA..... 28

2.2. Технические характеристики контроллера ОВЕН ТРМ-138..... 61

2.3. Приборы для измерения физических параметров (давления, температуры, расход, уровня и т.д.)..... 68

III. Исследование и настройка контура регулирования..... 72

3.1. Функциональная схема контура регулирования..... 72

3.2. Описание элементов передаточными функциями. Структурная схема контура регулирования..... 73

3.3. Исследование контура регулирования в системе MATLAB..... 77

IV. Программно-математическое обеспечение..... 83

4.1. Разработка алгоритмов управления..... 83

4.2. Программное обеспечение. Структура проекта..... 86

4.3. Обзор существующих SCADA-систем..... 93

4.4. Анализ и выбор среды разработки интерфейса оператора. Описание графического интерфейса оператора..... 98

Выводы..... 104

Список использованной литературы..... 106

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

БУХАРСКИЙ ИНЖЕНЕРНО - ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

УДК 551.521.3.

КУЛИЕВА Н.Г., ИБРАГИМОВ Р.Р.

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССАМИ С ПОМОЩЬЮ МИКРОКОНТРОЛЛЕРОВ
(на примере переработки нефти)

БУХАРА -2020

УДК 551.521.3

Кулиева Нодира Гуламризоевна, Ибрагимов Равшан Рустамович.

Исследование методов управления процессами с помощью микроконтроллеров (на примере переработки нефти). Монография.

В монографии изучена состояние автоматическое управление процессами первичной переработки нефти и на основе всестороннего анализа определены цель и задачи исследования. В качестве объекта исследования принята ректификационная колонна.

Проведен обзор основных типов промышленных установок первичной переработки нефти, к которым, прежде всего, относятся установки атмосферной, вакуумной и атмосферно-вакуумной трубчатки. Рассмотрены принцип работы исполнительных механизмов, преобразователей и интеллектуальных датчиков. Основные внимание обращено использованию микропроконтроллерной техники в первичном переработки нефти.

Рецензенты:

Убайдуллаева Ш.Р.

Доцент Бухарского филиала Ташкентского института инженеров ирригации и механизации сельского хозяйства, кандидат технических наук;

Махмудов М.И.

Заведующий кафедрой Бухарского инженерно – технологического института, доктор технических наук.

Рекомендовано на открытой печати Научного совета Бухарского инженерно – технологического института (Протокол № ___ _____ 2020 г.)

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение…….. 4

I. Общие понятие о переработки нефтегазовой отрасли……... 6

1.1. Развитие нефтегазовой отрасли в Узбекистане…….. 6

1.2. Этапы переработки нефти……. 15

1.3. Первичная переработка нефти……. 18

1.4. Вторичная переработка нефти……. 20

II. Техническое обеспечение и инструментальный средство программировании процесса……. 27

2.1. Управление процесса первичной перегонки нефти с помощью программы SCADA…… 27

2.2. Технические характеристики контроллера ОВЕН ТРМ-138…… 58

2.3. Приборы для измерения физических параметров (давления, температуры, расход, уровня и т.д.)…….. 65

III. Исследование и настройка контура регулирования…… 69

3.1. Функциональная схема контура регулирования…….. 69

3.2. Описание элементов передаточными функциями. Структурная схема контура регулирования…….. 70

3.3. Исследование контура регулирования в системе MATLAB…… 74

IV. Программно-математическое обеспечение…… 79

4.1. Разработка алгоритмов управления…….. 79

4.2. Программное обеспечение. Структура проекта……... 82

4.3. Обзор существующих SCADA-систем…….. 89

4.4. Анализ и выбор среды разработки интерфейса оператора. Описание графического интерфейса оператора…… 94

Выводы…… 100

Список использованной литературы…… 102

ВВЕДЕНИЕ

Автоматизация различных видов производства является важным направлением научно - технического развития общества. Автоматизация ведет к повышению производительности труда, устранению человека из производственного процесса, к повышению качества процесса и к более полному удовлетворению потребностей общества.

Автоматическая система управления (АСУ) процессом атмосферной перегонки нефти позволит увеличить объемы первичной перегонки нефти, обеспечить совершенствование технологии нефтепереработки, внедрение новых технологических процессов, эффективных катализаторов, прогрессивного оборудования. Внедрение автоматизации позволит сократить брак и отходы производства, уменьшить затраты на сырье и энергию, уменьшить численность основных рабочих, обеспечить глубокую переработку нефти.

Микропроцессорная техника (МП) переживает период бурного развития, появляются новые комплекты микропроцессорных схем, развивается аппаратурное и программное обеспечение, разрабатываются устройства для отладки микропроцессорных устройств управления. Устройства управления, созданные на основе МП, все шире применяются в промышленности, на транспорте, в энергетике. И, наконец, МП является мощным устройством для обработки информации и его возможности очень велики, но не все задачи, которые могут быть реализованы на основе микро ЭВМ, нуждаются в таком решении: современная микроэлектроника располагает чрезвычайно разнообразным набором интегральных микросхем (ИМС), в том числе высокого уровня интеграции, которые позволяют решать весьма сложные задачи. Поэтому выбор решения устройства управления на базе программируемого автомата или автомата с жесткой логикой должен проводиться на основе технико-экономического сопоставления

вариантов. Микропроцессорная техника применяется в измерительных приборах для измерения электрических и неэлектрических величин как с целью расширения функций приборов, придания им новых свойств, превращения их в системные комплексы, так и с целью улучшения характеристик отдельных узлов и прибора в целом.

Микропроцессорная техника может широко использоваться не только в системах управления, но и при создании различных измерительных преобразователей. Замена аналоговых методов обработки сигналов цифровыми значительно повышает точность измерения и расширяет функциональные возможности измерительного средства. Действительно, замена самой неприятной с точки зрения точности обработки сигнала операции аналогового интегрирования на цифровое повышает точность измерения в несколько раз, так как определяется только точностью работы аналого-цифровое преобразование (АЦП).

I. ОБЩИЕ ПОНЯТИЕ О ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

1.1. Развитие нефтегазовой отрасли в Узбекистане

Развитие нефтегазовой отрасли Узбекистана неразрывно связано с выполнением задач по обеспечению эффективного функционирования топливно-энергетического комплекса республики. Нефтегазовая отрасль экономики Узбекистана сейчас является одним из ключевых направлений развития экономики. В связи с этим, когда перед страной сейчас стоит важнейшая задача по обеспечению ежегодных темпов роста ВВП на уровне не менее 8% в год в течение длительного периода, устойчивое развитие нефтегазовой отрасли Узбекистана приобретает огромное значение. Мы стремимся перестроить направление деятельности предприятий таким образом, чтобы во главе угла стояло не увеличение экспорта такого стратегического сырья как природный газ, а развитие собственного производства по его переработке и выпуску высоколиквидной нефтегазовой и химической продукции с высокой добавленной стоимостью, отвечающей мировым стандартам по качеству и по требованиям экологии.

Обеспечение устойчивого развития предприятий нефтегазовой отрасли требует чёткого определения приоритетных направлений деятельности. Реализация этих направлений развития нефтегазовой отрасли требует соответствующих финансовых ресурсов, позволяющих привлечь современные технологии поиска углеводородного сырья. Особое внимание в республике уделяется привлечению иностранных инвесторов. Среди наиболее значимых, можно отметить инвестиционные проекты, реализуемые совместно с иностранными компаниями: Газпром и Лукойл (Россия), CNODC (КНР), Петровьетнам (Вьетнам), KNOC (Корея), SASOL (ЮАР), Консорциум компаний по Аральскому проекту и др.

Растёт инвестиционная привлекательность отрасли, активизируется её инвестиционная деятельность. Характеристикой тому служит увеличение доли привлечения и освоения иностранного капитала в развитие и модернизацию нефтегазового сектора экономики в объёме инвестиций. Объём прямых иностранных инвестиций в сравнении с 2005 г. возрос почти в 23 раза.

Перспективы развития газопереработки связаны как с расширением производства сжиженного газа, конденсата, серы, так и с углубленным использованием всех ресурсов природного газа для химического синтеза с получением высоколиквидных продуктов.

В настоящее время в системе НХК «Узбекнефтегаз» по переработке природного газа эксплуатируются: Мубарекский ГПЗ, Шуртанский-газохимический комплекс и УДП «Шуртаннефтегаз».

Мощность пяти очередей установки получения пропан-бутановой смеси по сжиженному газу по УДП «Шуртаннефтегаз» составляет 250,0 тыс.тонн в год, по конденсату – около 100 тыс. тонн в год, стабилизации конденсата составляют 500 тыс. тонн в год и получения серы - до 5,0 тыс. тонн в год, что обеспечивает переработку в серу всего объема кислого газа с установок аминовой сероочистки.

В 2012 - 2013 годах на УДП «Мубарекский ГПЗ» введены в эксплуатацию 3 нитки по производству сжиженного углеводородного газа единичной мощностью по переработке газа 4,0 млрд. $м^3$в год. Всего по предприятию производство сжиженного углеводородного газа составляет около 240 тыс. тонн и 110 тыс. тонн стабильного конденсата.

Более глубокое извлечения ценных компонентов из природного газа связано с вводом в 2001 году в эксплуатацию Шуртанского газохимического комплекса, где впервые применена криогенная технология переработки природного газа, обеспечивающая разделение этана, пропана, бутана и газового конденсата. Комплекс включает этиленовое производство на базе выделяемого этана и полиэтиленовое производство. С целью стабильного обеспечения сырьевым газом «Проекта GTL» в настоящее время выполняется работа

«Модернизация установок Головных сооружений (ГС) Шуртан со строительством газопровода ГС Шуртан-ШГХК». Разрабатываются организационно-технические мероприятия по реконструкции и модернизации существующих установок ГС Шуртан, делается расчет выработки продукции по предприятиям и ориентировочная оценка затрат. Реализация мер по техническому перевооружению ГС Шуртан за счет подачи очищенного газа с УППБС на Шуртанский ГХК позволит увеличить производство этилена до 152,0 тыс.тонн и полиэтилена - до 138,0 тыс.тонн.

В настоящее время ведётся строительство Устюртского ГХК на базе месторождения Сургиль с обустройством месторождения, где будет перерабатываться в год 4,5 млрд. м3 газа и производиться до 400 тыс.тонн полиэтилена и около 100 тыс. тонн полипропилена. Этот проект вошел в число десяти глобальных инвестиционных проектов мира по итогам 2012 года. Завершение строительно-монтажных работ этого объекта намечено на конец 2015 года и ввод его в эксплуатацию - начиная с 2016 года.

С целью увеличения объемов производства экологически чистых нефтепродуктов в Республике Узбекистан реализуется проект по созданию производства синтетического жидкого топлива на базе очищенного метана, производимого на Шуртанском ГХК. Данная технология позволит расширить возможности обеспечения топливом растущие потребности страны и существенно уменьшить воздействие на окружающую среду вредных выбросов, так как продукция, производимая с использованием технологии GTL, не содержит ароматических углеводородов, серы, азота и отвечает требованиям Евро-4.

Совместно с компанией «Лукойл» ведутся работы по освоению месторождения Кандым со строительством газоперерабатывающего завода. Проектная мощность объекта по перерабатываемому газу 8,1 млрд. м3 в год. На ГПЗ предусматривается перерабатывать высокосернистый газ на двух нитках номинальной мощностью 4,05 млрд. м3 в год с получением в год газа

очищенного осушенного 7,6 млрд. м3; стабильного конденсата 209,0 тыс.тонн; газовой серы 270,0 тыс.тонн.

В соответствии с Указом Президента Республики Узбекистан от 4 марта 2015 года № УП-4707 в программу мер по обеспечению структурных преобразований, модернизации и диверсификации производства на 2015-2019 годы включены крупные проекты, направленные на более глубокую переработку углеводородного сырья, в том числе:

- Организация производства ароматических углеводородов (бензол, толуол, ксилол) из пиролизного дистиллята, производство которого запланировано на Устюртском ГХК. Период реализации проекта: 2016-2020гг.
- «Строительство нового завода пиролиза углеводородов» (пиролизный дистиллят СП “Уз-Кор Газ Кемикал”);
- «Компенсация выбывающих мощностей установки получения серы на УДП «Мубарекский ГПЗ» и др.
- «Организация производства олефинов из природного газа с получением полимеров» (полиэтилен, полипропилен, полистирол, каучук, спандекс и др.);
- Организация производства полиэтилена, полипропилена, этиленгликолей, этиленоксидов и этиленпропиленового каучука на основе переработки природного газа в метанол и производства олефинов (этилена и пропилена) из метанола по процессу МТО. Период реализации проекта: 2015-2019 гг.

В 2016 году предусмотрен ввод в эксплуатацию объектов в рамках 11 проектов, в 2017 году - 5 проектов, в 2018 году - 9 проектов, в 2019 году - 14 проектов и 11 проектов после 2019 года.

Программы локализации производства готовой продукции, комплектующих изделий и материалов на 2015-2019 годы» которой предусмотрено ежегодное увеличение производства ранее завозимой по

импорту продукции и расширения межотраслевой промышленной кооперации – с 14,7% в 2015 году до 35,5% в 2019 году.

В Программу включены 32 проекта, предусматривающие организацию выпуска конкуренто способной импортозамещающей продукции. Их реализация позволит увеличить объем производства локализуемой продукции в целом по отрасли с 87,793 млрд. сум в 2015 году до 1042,022 млрд. сум.

Намечаемый эффект от импортозамещения составит более 200,0 млн.долл. США, а также будут созданы более 1300 новых рабочих мест. При этом, будет освоено производство новых видов машиностроительной продукции, химических реагентов и утяжелителей буровых растворов, изоляционных материалов, современных приборов учета газа, продукции переработки нефти и газа, включая и полипропилена, выпуск которого предусматривается на Устюртском ГХК начиная с 2016 года.

За эти годы экспорт локализуемой продукции вырастет с 20,0 тыс. долл. США до 498 млн. 75 тыс. долл. США.

Энерго и ресурсосбережения, которые рассматриваются как один из основных приоритетов эффективного развития экономики страны в целом и нефтегазовой отрасли в частности.

В рамках Программы в сфере оптимизации потребления электроэнергии, энергосбережения и использования альтернативных источников энергии запланирована реализация 11 проектов на общую сумму 96,5 млн. долларов. При реализации данных проектов по предварительным подсчетам на объектах нефтегазовой промышленности ожидается экономия порядка 76,4 млн. кВт электрической и 100 тыс. Гкал тепловой энергии, а также выработка 3,9 млн. кВт электрической энергии для собственных нужд.

Решением экологических вопросов в нефтегазовой отрасли. Эта проблема многогранна и много аспектна, включает в себя множество направлений, а потому обычно трактуется как перевод нефтегазовой отрасли в режим функционирования «зелёной экономики».

Нефтегазовой промышленности рассматривается развитие нефтегазового машиностроения на базе созданного машиностроительного комплекса отрасли. В его состав в настоящее время входят: АО «Завод Узбекхиммаш» - головное предприятие, специализирующиеся на проектировании, изготовлении и сервисном обслуживании оборудования нефтегазохимической, нефтепромысловой и других отраслей промышленности; АО «Андижанский опытно-экспериментальный завод», занимающийся изготовлением запасных частей для бурового оборудования, включая и резинотехнические изделия; АО «Кокандский механический завод», специализирующийся на изготовлении нефтегазоперерабатывающего оборудования и запасных частей к ним; АО «Бухарский ремонтно-механический завод», изготавливающий нефтегазовое, буровое оборудование и запасные части к газоперекачивающим агрегатам. Управление машиностроительным комплексом нефтегазовой промышленности осуществляется АК «Узнефтегазмаш».

Технологическим оборудованием, произведенным АО «Завод Узбекхиммаш», были оснащены крупнейшие месторождения углеводородов Республики, такие, как: Восточный Бердах, Даяхатын, Сургиль, Кульбешкак и многие другие, включающие производство блочного оборудования установок подготовки газа, установки низкотемпературной сепарации УДП «Устюртгаз», установки осушки газа на компрессорной станции Кунград компании АК «Узтрансгаз». Впервые в Узбекистане на АО «Завод Узбекхиммаш» освоено производство аппаратов воздушного охлаждения (АВО) - горизонтальные, зигзагообразные, малопоточные, которые использованы при модернизации компрессорной станции Келлогг на месторождении Кокдумалак, а также изготовлено и поставлено оборудование для установки получения пропан-бутановой смеси УПБС для УДП «Шуртаннефтегаз». Планируется модернизация производственных мощностей АО «Завода Узбекхиммаш», что позволит приступить к выпуску толстостенного, крупногабаритного и тяжеловесного оборудования, которое в до сего времени предприятия отрасли закупали за рубежом.

Отрасли вытекает из глобальной проблемы современности - построения информационного общества. Этот процесс, несомненно, затронет всё стороны развития нефтегазовой отрасли и в связи с этим потребует комплексного внедрения информационных технологий в управленческие и технологические процессы отрасли. Поэтому первоочередной задачей в этом процессе представляется повсеместное внедрение современных информационных технологий на предприятиях отрасли.

Совершенствования экономического механизма устойчивого развития нефтегазовой отрасли и её предприятий, что также представляется в качестве приоритетного направления, так как решение любой технической и технологической задачи закономерно сталкивается с экономическими проблемами затрат и результатов. Решающее значение играют процессы обеспечения финансовой устойчивости, за счёт введения жёсткого режима экономии, стимулирования снижения производственных затрат и себестоимости продукции.

Предприятий отрасли. Это подготовка высококвалифицированных кадров. Не секрет, что эффективная и плодотворная работа всегда достигается только при оптимальном сочетании опыта, высокого профессионализма и энтузиазма кадрового потенциала, способного эффективно решать стратегические и тактические задачи устойчивого развития нефтегазовой отрасли Узбекистана.

Развитие отрасли в годы независимости





Для отрасли новая жизнь была начата с первых же дней суверенитета Республики Узбекистан. С этого времени начинается новый этап в развитии нефтяной и газовой промышленности. Руководство страны придавало особое значение всестороннему развитию данной отрасли. С обретением Узбекистаном независимости и началом экономических реформ в республике с 1992 г. особое внимание уделяется нефтегазовому комплексу. Этапы структурного преобразования, обеспечивающие эволюционный переход от командно-административных методов к рыночным механизмам функционирования, сопровождались решением следующих стратегических задач, которые были определены в 1992 году первым президентом Республики Узбекистан **И.А. Каримовым** были определены следующие основные направлении для развития нефтегазовой отрасли:

- существенное увеличение добычи нефти и газового конденсата в целях достижения нефтяной независимости республики;
- углубление технологических процессов по переработке нефти и газа с целью доведения качества выпускаемой продукции до уровня мировых стандартов;
- наращивание запасов углеводородов, прежде всего жидких, путем открытия новых месторождений для обеспечения надежной сырьевой базы нефтегазовой отрасли Узбекистана.

Сегодня НХК «Узбекнефтегаз» с числом работающих около 120 тыс. человек является вертикально интегрированной, трехуровневой холдинговой компанией, объединяющей более 200 предприятий, обеспечивающие все направления деятельности нефтегазовой отрасли.



В 1997 г. введен в эксплуатацию Бухарский нефтеперерабатывающий завод, построенный совместно с консорциумом в составе компании «Текнип» (Франция), «Марубени», «Джей Джи-Си» (Япония).



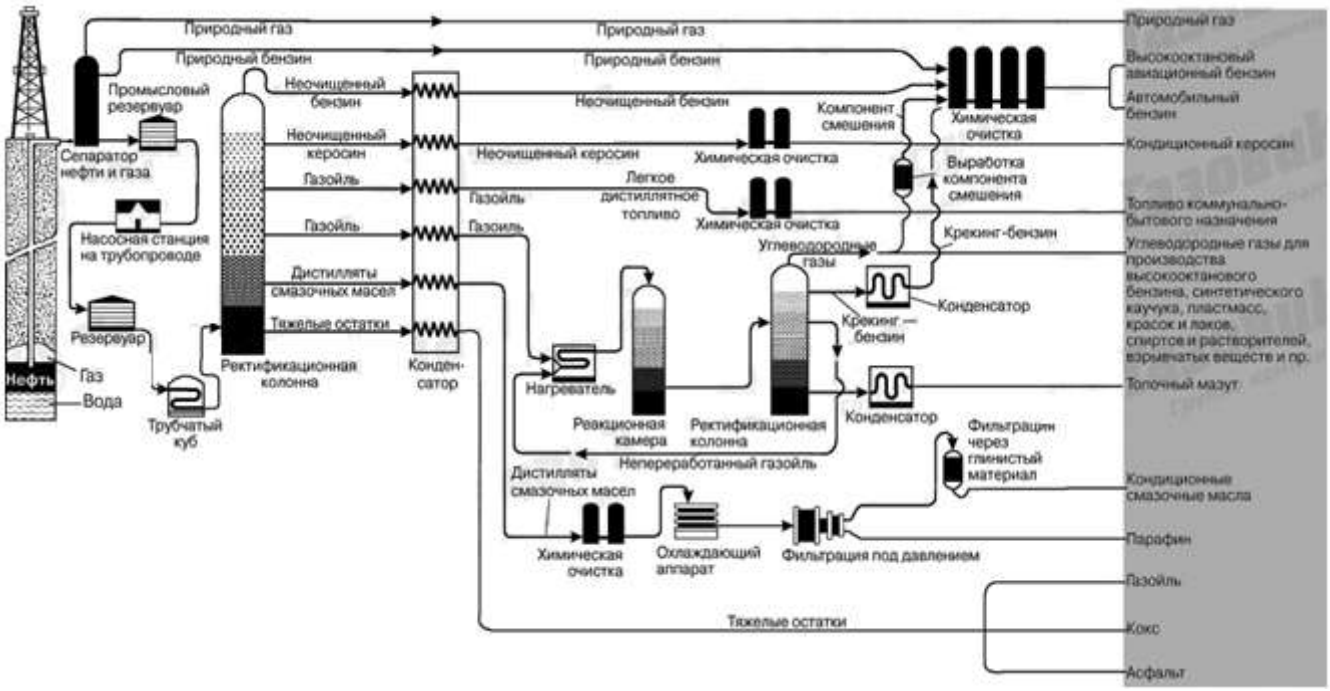
1.2. Этапы переработки нефти

В настоящее время из сырой нефти можно получить различные виды топлива, нефтяные масла, парафины, битумы, керосины, растворители, сажу, смазки и другие нефтепродукты, полученные путем переработки сырья.

Добытое углеводородное сырье (нефть, попутный нефтяной газ и природный газ) на месторождении проходит долгий этап, прежде чем из этой смеси будут выделены важные и ценные компоненты, из которых впоследствии будут получены пригодные к использованию нефтепродукты.

Переработка нефти очень сложный технологический процесс, который начинается с транспортировки нефтепродуктов на нефтеперерабатывающие заводы. Здесь нефть проходит несколько этапов, прежде чем стать готовым к использованию продуктом:

1. подготовка нефти к первичной переработке
2. первичная переработка нефти (прямая перегонка)
3. вторичная переработка нефти
4. очистка нефтепродуктов



Подготовка нефти к первичной переработке

Добытая, но не переработанная нефть, содержит различные примеси, например, соль, воду, песок, глина, частицы грунта, попутный газ ПНГ. Срок эксплуатации месторождения увеличивает обводнение нефтяного пласта и, соответственно, содержание воды и других примесей в добываемой нефти. Наличие механических примесей и воды мешает транспортированию нефти по нефтепродуктопроводам для дальнейшей ее переработки, вызывает образование отложений в теплообменных аппаратах и других емкостях, усложняет процесс переработки нефти.

Вся добытая нефть проходит процесс комплексной очистки, сначала механической, затем тонкой очистки.

На данном этапе также происходит разделение добытого сырья на нефть и газ в сепараторах нефти и газа.

Отстаивание в герметичных резервуарах на холоде или при подогреве способствует удалению большого количества воды и твердых частиц. Для получения высоких показателей работы установок по дальнейшей переработке нефти последнюю подвергают дополнительному обезвоживанию и обессоливанию на специальных электрообессоливающих установках.

Зачастую вода и нефть образуют труднорастворимую эмульсию, в которой мельчайшие капли одной жидкости распределены в другой во взвешенном состоянии.

Выделяются два вида эмульсий:

- гидрофильная эмульсия, т.е. нефть в воде
- гидрофобная эмульсия, т.е. вода в нефти

Существует несколько способов разрушения эмульсий:

- механический
- химический
- электрический

Механический метод в свою очередь делится на:

- отстаивание
- центрифугирование

Разность плотностей, составляющих эмульсии позволяет легко расслаивать воду и нефть методом отстаивания при нагреве жидкости до 120-160^{0}С под давлением 8-15 атмосфер в течение 2-3 часов. При этом не допускается испарение воды.

Эмульсия также может разделяться под действием центробежных сил в центрифугах при достижении 3500-50000 оборотов в минуту.

При химическом методе эмульсия разрушается путем применения деэмульгаторов, т.е. поверхностно-активных веществ. Деэмульгаторы имеют большую активность по сравнению с действующим эмульгатором, образуют эмульсию противоположного типа, растворяют адсорбционную пленку. Данный способ применяется вместе с электрическим.

В установках электродегидратора при электрическом воздействии на нефтяную эмульсию частицы воды объединяются, и происходит более быстрое расслоение с нефтью.

1.3. Первичная переработка нефти

Добытая нефть есть смесь нафтеновых, парафиновых, ароматических углеводов, которые имеют разный молекулярный вес и температуру кипения, и сернистые, кислородные и азотистые органические соединения. Первичная переработка нефти заключается в разделении подготовленной нефти и газов на фракции и группы углеводородов. При перегонке получают большой ассортимент нефтепродуктов и полупродуктов.

Суть процесса основана на принципе разности температур кипения компонентов добытой нефти. В результате сырье разлагается на фракции - до мазута (светлые нефтепродукты) и до гудрона (масла).

Первичная перегонка нефти может осуществляться с:

- однократным испарением

- многократным испарением
- постепенным испарением

При однократном испарении нефть нагревается в подогревателе до заданной температуры. По мере нагрева образуются пары. При достижении заданной температуры парожидкостная смесь поступает в испаритель (цилиндр, в котором пар отделяется от жидкой фазы).

Процесс многократного испарения представляет собой последовательность однократных испарений при постепенном повышении температуры нагрева.

Перегонка постепенным испарением представляет собой малое изменение состояния нефти при каждом однократном испарении.

Основные аппараты, в которых проходит перегонка нефти, или дистилляция, - это трубчатые печи, ректификационные колонны и теплообменные аппараты.

В зависимости от типа перегонки трубчатые печи делятся на атмосферные печи АТ, вакуумные печи ВТ и атмосферно-вакуумные трубчатые печи АВТ. В установках АТ осуществляют неглубокую переработку и получают бензиновые, керосиновые, дизельные фракции и мазут. В установках ВТ производят углубленную переработку сырья и получают газойлевые и масляные фракции, гудрон, которые в последствии используются для производства смазочных масел, кокса, битума и др. В печах АВТ комбинируются два способа перегонки нефти.

Процесс переработки нефти принципом испарения происходит в ректификационных колоннах. Там исходная нефть с помощью насоса поступает в теплообменник, нагревается, затем поступает в трубчатую печь (огневой подогреватель), где нагревается до заданной температуры. Далее нефть в виде парожидкостной смеси входит в испарительную часть ректификационной колонны. Здесь происходит деление паровой фазы и жидкой фазы: пар поднимается вверх по колонне, жидкость стекает вниз.

Вышеперечисленные способы переработки нефти не могут быть использованы для выделения из нефтяных фракций индивидуальных углеводородов высокой чистоты, которые впоследствии станут сырьем для нефтехимической промышленности при получения бензола, толуола, ксилола и др. Для получения углеводородов высокой чистоты в установки перегонки нефти вводят дополнительное вещество для увеличения разности в летучести разделяемых углеводородов.

Полученные компоненты после первичной переработки нефти обычно не используются в качестве готового продукта. На этапе первичной перегонки определяются свойства и характеристики нефти, от которых зависит выбор дальнейшего процесса переработки для получения конечного продукта.

В результате первичной обработки нефти получают следующие основные нефтепродукты:

- углеводородный газ (пропан, бутан)
- бензиновая фракция (температура кипения до 200 градусов)
- керосин (температура кипения 220-275 градусов)
- газойль или дизельное топливо (температура кипения 200-400 градусов)
- смазочные масла (температура кипения выше 300 градусов) остаток (мазут)

1.4. Вторичная переработка нефти

В зависимости от физико-химический свойств нефти и от потребности в конечном продукте происходит выбор дальнейшего способа деструктивной переработки сырья. Вторичная переработка нефти заключается в термическом и каталитическом воздействии на нефтепродукты, полученные методом прямой перегонки. Воздействие на сырье, то есть содержащиеся в нефти углеводороды, меняют их природу.

Выделяются варианты переработки нефти:

- топливный
- топливно-масляный

- нефтехимический

Топливный способ переработки применяется для получения высококачественных автомобильных бензинов, зимних и летних дизельных топлив, топлив для реактивных двигателей, котельных топлив. При данном методе используется меньшее количество технологических установок. Топливный метод представляет собой процессы, в результате которых из тяжелых нефтяных фракций и остатка получают моторные топлива. К данному виду переработки относят каталитический крекинг, каталитический риформинг, гидрокрекинг, гидроочистка и другие термические процессы.

При топливно-масляной переработке наряду с топливами получают смазочные масла и асфальт. К данному виду относятся процессы экстракции и деасфальтизации.

Наибольшее разнообразие нефтепродуктов получается в результате нефтехимической переработки. В связи с этим используется большое число технологических установок. В результате нефтехимической обработки сырья вырабатываются не только топлива и масла, но и азотные удобрения, синтетический каучук, пластмассы, синтетические волокна, моющие средства, жирные кислоты, фенол, ацетон, спирт, эфиры и другие химикалии.

Каталитический крекинг

При каталитическом крекинге используется катализатор для ускорения химических процессов, но в то же время без изменения сути этих химических реакций. Суть крекинг-процесса, т.е. реакции расщепления, заключается в прогоне нагретых до парообразного состояния нефтей через катализатор.

Риформинг

Процесс риформинга применяется в основном для производства высокооктанового бензина. Данной переработке могут подвергаться только парафиновые фракции, кипящие в пределах 95-205°С.

Виды риформинга:

- термический риформинг

- каталитический риформинг

При термическом риформинге фракции первичной переработки нефти подвергаются воздействию только высокой температуры.

При каталитическом риформинге воздействие на исходные фракции происходит как температурой, так и с помощью катализаторов.

Гидрокрекинг и гидроочистка

Данный метод переработки заключается в получении бензиновых фракций, реактивного и дизельного топлива, смазочных масел и сжиженных газов за счет воздействия водорода на высококипящие нефтяные фракции под воздействием катализатора. В результате гидрокрекинга исходные нефтяные фракции проходят также гидроочистку.

Гидроочистка заключается в удалении серы и других примесей из сырья. Обычно установки гидроочистки совмещают с установками каталитического риформинга, так как в результате последнего выделяется большое количество водорода. В результате очистки качество нефтепродуктов повышается, уменьшается коррозия оборудования.

Экстракция и деасфальтизация

Процесс экстракции заключается в разделения смеси твердых или жидких веществ при помощи растворителей. В используемом растворителе хорошо растворяются извлекаемые компоненты. Далее проводится депарафинизация для снижения температуры застывания масла. Получение конечного продукта заканчивается гидроочисткой. Данный метод переработки применяется для получения дизельного топлива и извлечении ароматических углеводородов.

В результате деасфальтизации из остаточных продуктов дестиляции нефти получаются смолисто-асфальтеновые вещества. В последствии деасфальтизат используется для производства битума, применяется в качестве сырья для каталитического крекинга и гидрокрекинга.

Коксование

Для получения нефтяного кокса и газойлевых фракций из тяжелых фракций перегонки нефти, остатков деасфальтизации, термического и каталитического крекинга, пиролиза бензинов используют процесс коксования. Данный вид переработки нефтепродуктов заключается в последовательном протекании реакций крекинга, дегидрирования (выделение водорода из сырья), циклизации (образование циклической структуры), ароматизации (увеличение ароматических углеводородов в нефти), поликонденсации (выделение побочных продуктов, таких как, вода, спирт) и уплотнения для образования сплошного "коксового пирога". Летучие продукты, выделяющиеся в процессе коксования, подвергают процессу ректификации, чтобы получить целевые фракции и их стабилизировать.

Изомеризация

Процесс изомеризации заключается в превращении из исходного сырья его изомеров. Подобные превращения приводят к получении бензинов с высоким октановым числом.

Алкинирование

Путем введения в соединения алкидовых групп получают высокооктановые бензины из углеводородных газов.

Следует отметить, что в процессе переработки нефти и для получения конечного продукта используется весь комплекс нефтегазовых и нефтехимических технологий. Сложность и разнообразие готовых продуктов, которые можно получить из добытого сырья, определяют и разнообразность нефтеперерабатывающих процессов.

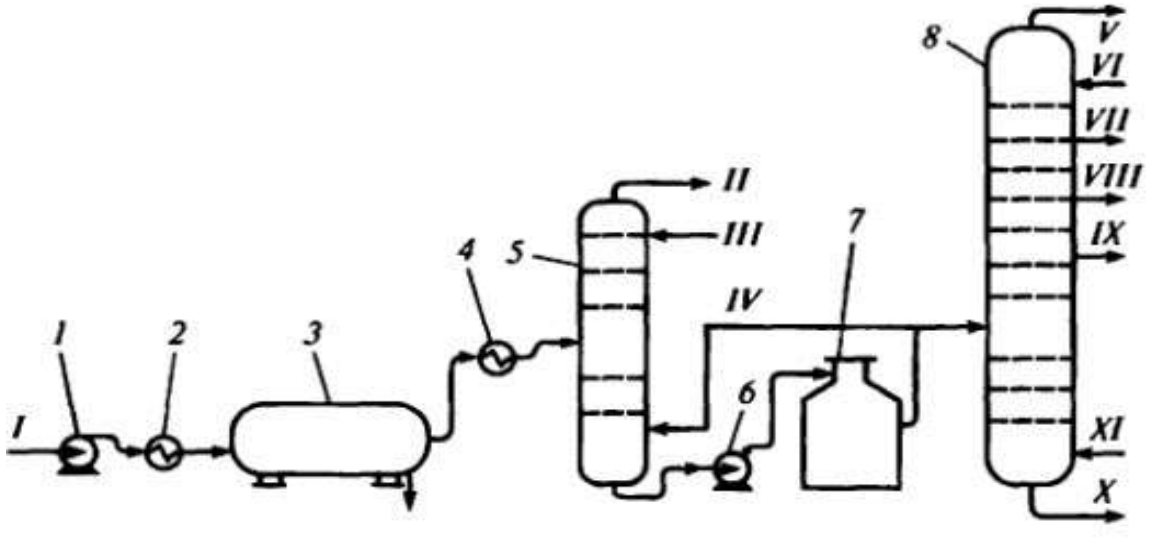


Рис.1. Перегонка нефти по схеме двукратного испарения

Установки, работающие по схеме двукратного испарения, имеют мощность до 2 млн. т/год.

1-сырьевой насос; 2-4-теплообменники; 3-электродегидратор; 5-первая ректификационная колонна; 6-насос; 7-печь; 8-основная ректификационная колонна; I-сырая нефть; II-смесь газов и легкого бензина; III-острое орошение; IV-горячая струя; V-парогазовая смесь; VI-орошение основной колонны дистиллятом; VII-IX-компоненты светлых нефтепродуктов; X-мазут; XI-водяной пар.

На атмосферно трубчатых-установках осуществляют неглубокую перегонку нефти с получением бензиновых, керосиновых, дизельных фракций и мазута. Вакуумнотрубчатые-установки предназначены для углубления переработки нефти. На этих установках из мазута получают газойлевые, масляные фракции и гудрон, которые используют в качестве сырья в процессах вторичной переработки нефти.

Процесс перегонки происходит в ректификационной колонне, представляющей собой вертикальный цилиндрический аппарат высотой до 30 м и диаметром до 4 м. Внутреннее пространство колонны разделено на отсеки большим количеством горизонтальных дисков (тарелок), в которых имеются отверстия для прохождения через них паров нефти (рис.2.)

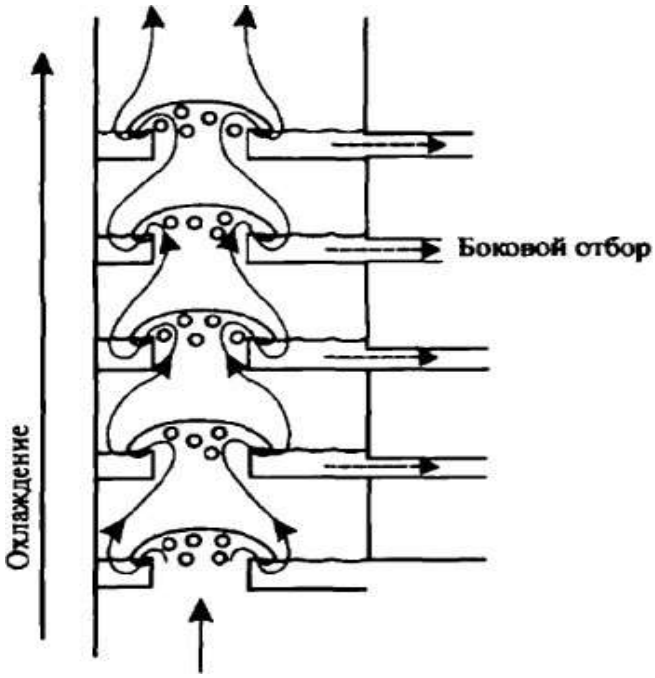


Рис.2. Тарелки с колпачками внутри ректификационной колонны

Перед закачкой в колонну нефть нагревают в трубчатой печи до температуры 360-390^{0}С. При этом бензин, нафта (лигроин), керосин, легкий и тяжелый газойль переходят в парообразное состояние, а жидкая фаза с более высокой температурой кипения представляет собой мазут. После ввода горячей смеси в колонну мазут стекает вниз, а углеводороды в парообразном состоянии поднимаются вверх.

Смесь горячей жидкости и пара, поднимаясь по колонне и остывая, постепенно конденсируется. Вначале отделяются и опускаются на дно специальных тарелок тяжелые тугоплавкие фракции нефти, выше последовательно конденсируются и оседают на дно тарелок пары более легких фракций. Особенность *процесса ректификации* заключается в том, что горячие пары, поднимаясь, поочередно проходят через слои горячего конденсата. Количество тарелок в колонне должно быть таким, чтобы общий расход сливающихся с них готовых продуктов перегонки был равен расходу сырой нефти, подаваемой внутрь колонны. Несконденсировавшиеся пары углеводородов направляются на газофракционирование, где из них получают сухой газ, пропан, бутан и бензиновую фракцию.

При первичной перегонке нефти получают широкий ассортимент фракций и нефтепродуктов, различающихся по границам температур кипения,

углеводородному и химическому составу, вязкости, температурам вспышки, застывания и другим свойствам.

В зависимости от технологии перегонки нефти пропан-бутановую фракцию получают в сжиженном или газообразном состоянии. Ее используют в качестве сырья на газофракционирующих установках с целью производства индивидуальных углеводородов, бытового топлива, компонента автомобильного бензина.

Фракцию именуют нефтепродуктом, если ее свойства отвечают нормам стандарта или техническим условиям на товарный продукт, не требующим дополнительного передела.

Бензиновая фракция с пределами выкипания 28-180^{0}С преимущественно подвергается вторичной перегонке для получения узких фракций (28-62,62-85,85-105^{0}С и др.). Эти фракции служат сырьем для процессов изомеризации, каталитического риформинга с целью получения индивидуальных ароматических углеводородов (бензола, толуола, ксилолов), высокооктановых компонентов автомобильных и авиационных бензинов, а также в качестве сырья для пиролиза при получении этилена.

Керосиновая фракция с температурами выкипания 120-230^{0}С используется как топливо для реактивных двигателей; фракцию 150-280^{0}С из малосернистых нефтей используют как осветительные керосины: фракцию 140-200^{0}С - как растворитель для лакокрасочной промышленности.

Дизельная фракция с температурами выкипания 140-320^{0}С используется в качестве дизельного топлива зимнего, фракция 180-360^{0}С - в качестве летнего.

Фракция 200-320^{0}С из высоко парафинистой нефти используется как сырье для получения жидких парафинов.

Мазут применяется как котельное топливо или в качестве сырья установок вакуумной перегонки, а также термического, каталитического крекинга и гидрокрекинга.

Узкие масляные фракции с пределами выкипания 320-400, 350-420, 450-500^{0}С используют как сырье для производства минеральных масел различного назначения и твердых парафинов.

Гудрон - остаток вакуумной перегонки мазута - подвергают деасфальтизации, коксованию, используют в производстве битума.

II. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ И ИНСТРУМЕНТАЛЬНОЕ СРЕДСТВО ПРОГРАММИРОВАНИИ ПРОЦЕССА

2.1. Управление процесса первичной перегонки нефти с помощью программы SCADA

Функциональная область профиля инструментальных средств, встроенных в АС, охватывает функции управления, и администрирования, связанные:

- с контролем производительности и корректности функционирования системы в целом;
- управлением конфигурацией прикладного программного обеспечения, тиражированием версий;
- управлением доступом пользователей к ресурсам системы и конфигурацией ресурсов;
- перенастройкой приложений в связи с изменениями прикладных функций АС;
- настрой кой пользовательских интерфейсов (генерация экранных форм и отчетов);
- ведением баз данных системы;
- восстановлением работоспособности системы после сбоев и аварий.

Единый центр оперативного управления, оснащенный автоматизированной системой диспетчерского управления (SCADA-системой), должен осуществлять решение таких задач, как:

- оперативный мониторинг производственного и технологического процессов, осуществляемый в реальном масштабе времени;
- получение и обработка технологических, производственной информации и указаний (заданий) от верхнего (стратегического) звена управления предприятием;
- оперативное корректирующее управление материальными и энергетическими потоками в соответствии с изменениями производственной ситуации и указаниями вышестоящего уровня управления;
- оптативное корректирующее управление запасами и производственными ресурсами;

- мониторинг и управление качеством производства;
- контроль и, при необходимости, корректирующее воздействие по управлению отдельными (наиболее важными) технологическими установками (рабочими центрами);
- прогностический анализ возникновения сбоев, отказов и аварийные ситуации и формирование демпфирующих корректирующих управлений;
- автоматизированное накопление и хранение производственного опыта в информационном хранилище. Определившись с набором стандартов, которым должна удовлетворять АС, можно приступать к проектированию ее отдельных компонентов.
- OPC Security, определяющий функции организации прав доступа клиентов к данным системы управления через OPC-сервер;

Исходя из этих особенностей объектов автоматизации нефтегазовой отрасли, выдвигаются и соответствующие требования к структуре, а также аппаратным и программным средствам АС, которая реализуется в виде следующие вариантов.

Вариант 1. Управление непрерывными технологическими процессами подготовки нефти и газа их транспортирования, заводскими процессами переработки нефти и газа реализуются с использованием распределенных АС структур (DCS-систем). В таких системах все известные функции автоматизации распределены между различными аппаратными средствами системы управления. Каждый компонент системы узко специализирован и «занимается своим делом». Управление технологическим процессом в целом сводится к централизованному диспетчерскому управлению оборудованием. Централизованное управление реализуется командами *открыть, закрыть, включить, выключить, остановить, запустить* (дискретное управление). Управление на полевом уровне сводится к автоматическому регулированию технологических параметров. Широко развиты функции контроля, сигнализации аварийных ситуаций, блокировок.

Вариант 2. Диспетчерское управление реализуется с помощью SCADA-систем. Задачей таких систем является обеспечение автоматического дистанционного наблюдения и дискретного управления функциями большого количества распределенных устройств (часто находящихся на большом расстоянии друг от друга и от диспетчерского пункта). Количество возможных устройств, работающих под управлением систем диспетчерского контроля и управления, велико и может достигать нескольких сотен. Для этих систем наиболее характерной задачей является сбор и передача данных, которая реализуется дистанционно расположенными терминальными устройствами.

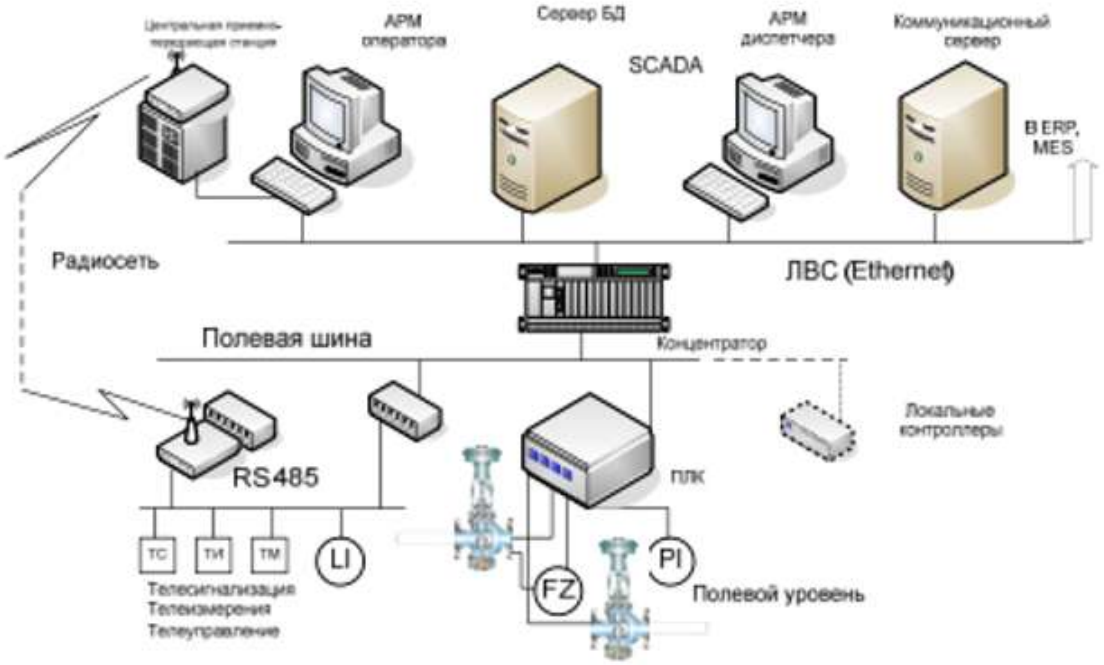


Рис. 3. Обобщенная структура системы управления

По представленной структурной схеме можно получить представление о комплекса технических средств многоуровневой системы управления технологическими процессами нефтяной и газовой промышленности с различных точек зрения: с точки зрения коммуникационных особенностей; иерархии автоматизированного оборудования и задач, решаемых АС. Как правило, это двух- или трехуровневые системы. На этих уровнях реализуется непосредственное управление технологическими процессами. Специфика

каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно - аппаратной платформой.

Нижний уровень (полевой) состоит из первичных датчиков (измерительных преобразователей), осуществляющих сбор информации о ходе технологического процесса, приводов и исполнительных устройств, реализующих регулирующие и управляющие воздействия. кабельных соединений, клеммников и нормирующих преобразователей.

Средний уровень (контроллерный) состоит из контроллеров и прочих устройств аналого-цифрового, цифро-аналового, дискретного, импульсного и т.д. преобразования и устройств для сопряжения с верхним уровнем (шлюзов). Отдельные контроллеры могут быть объединены друг с другом при помощи контроллерных сетей. Контроллерные сети строятся на базе интерфейсов RS-232. RS-485 или же (при использовании соответствующих контроллеров) Profibus, HART, CAN и других совместимых с серверами OPC- и SCADA-систем.

Верхний уровень (информационно-вычислительный) состоит из компьютеров, объединенных в локальную сеть Fast Ethernet (возможно Ethernet) с использованием в качестве передающей среды медной витой пары или (при больших расстояниях) оптоволокна. Протокол передачи данных - для удаленных подключений TCPIP.

Датчики с нижнего уровня поставляют информацию среднему уровню управления локальным контроллерам (ПЛК), которые могут обеспечить реализацию следующих функций:

- сбор, первичную обработку и хранение информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;
- автоматическое логическое управление и регулирование;
- исполнение команд с пункта управления;
- самодиагностику работы программного обеспечения и состояния самого контроллера;
- обмен информацией с пунктами управления.

Функциональная схема автоматического контроля и управления предназначена для отображения основных технических решений, принимаемых при проектировании систем автоматизации технологических процессов. Объектом управления в системах автоматизации технологических процессов является совокупность основного и вспомогательного оборудования вместе с встроенными в него запорными и регулирующими органами.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса необходимо решить следующие задачи:

· дачу получения первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;

· задачу непосредственного воздействия на ТП для управления им и стабилизации технологических параметров процесса;

· задачу контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования на местном и центральном пультах (щитах) управления.

При разработке функциональной схемы определяют:

1) целесообразный уровень автоматизации технологического процесса;

2) принципы организации контроля и управления технологическим процессом;

3) технологическое оборудование, управляемое автоматически, дистанционно или в обоих режимах по заданию оператора;

4) перечень и значения контролируемых и регулируемых параметров;

5) методы контроля, тип регулирования и управления;

6) объем автоматических защит и блокировок автономных схем управления технологическими агрегатами;

7) комплект технических средств автоматизации, вид энергии для передачи информации;

8) места размещения аппаратуры на технологическом оборудовании, на щитах и пультах управления.

Схема автоматизации должна быть составлена таким образом, чтобы из нее

легко можно было определить:

1) параметры технологического процесса, которые подлежат автоматическому контролю и регулированию;

2) наличие защиты и аварийной сигнализации;

3) принятую блокировку механизмов;

4) организацию пунктов контроля и управления;

5) функциональную структуру каждого узла контроля, сигнализации, автоматического регулирования и управления;

6) технические средства, с помощью которых реализуется тот или иной функциональный узел контроля, сигнализации, автоматического регулирования и управления.

Для регуляризации этой информации в БД используются таблицы и поля записи. Поля записей канала содержат в основном сведения об источнике информации:

· код источника информации;

· название/описание источника информации;

· тип;

· адрес (канал/сообщение);

· код события;

· код аварии;

· интервал выборки;

· первичное (необработанное) значение контролируемого параметра;

· преобразованное значение.

Для преобразования первичной информации от объектов с аналоговыми сигналами в рабочие значения необходимы дополнительные параметры:

· масштабные коэффициенты;

· единицы измерения;

· минимальные/максимальные значения.

Эти поля в проекте могут быть сведены в таблицу, пример которой приведен ниже (таблица 1).

Таблица 1. Таблица и поля записей источника информации АС

Имя поля	Значение	Коментарий
Code	T_101	Код канала
Description	Primarycircuit Temp.in	Описание (первичная цепь, входная температура)
Type	AI	Тип: аналоговый сигнал
Address	1_T_101	Адрес
Eventcode	1	Код технологического события
Alarmcode	4	Код аварии
Sample (sec)	10	Интервал выборки
Rawvalue	3228	Первичное значение
Convertedvalue	78.8	Преобразованное значение ^{o}C
Alarmstate	Yes	Аварийное состояние
Coefficient	0.0244	Коэффициент преобразования
Units	o_C	Единица измерения
Min	50.0	Минимальное значение
Max	85.0	Максимальное значение

В первой колонке таблицы указано имя поля (атрибут канала измерения). Системы управления базами данных, применяемые в SCADA, требуют, чтобы имя полей представлялось латинскими буквами. Каждое поле, в зависимости от идентификатора, имеет свое значение.

Код используется для однозначной идентификации объекта в БД. Он служит как ключ и указатель соответствующей записи.

Название (***описание***)–это мнемонический текст, который применяется для идентификации устройства при выводе на экран монитора.

Тип показывает, является ли объект входом или выходом и определяет характер информации (аналоговая, дискретная, счетчик и т. п.).

Адрес. Объект должен быть привязан к определенному входному каналу и позиции во входящих сообщениях от периферийных устройств (1;T;101). Это может означать: 1 – канал, T – тип измерения, 101 – точка измерения.

Код события показывает, инициирует ли рассматриваемый объект запуск некоторой автоматизированной функции при изменении значения.

Код аварии показывает какой характер имеет авария. Код аварии структурируется для индикации степени серьезности или особенности аварийной ситуации.

Аварийные сообщения могут быть просто предупреждениями или могут указывать на нештатную ситуацию, требующую немедленного внимания и реакции.

Интервал выборки, ***масштабные коэффициенты***, ***предельные и аварийные значения*** необходимы для первичной обработки сигналов.

Для расчета коэффициента преобразования можно использовать следующую методику. Если считать, что максимальное значение температуры равно 100ºС и этот сигнал преобразуется 12-разрядным АЦП, у которого 0 в двоичном исчислении соответствует 0ºС, а 100ºС соответствует 4095 бит, то коэффициент пересчета будет равен 100/4096 == 0.0244ºС/бит.

Концептуальное описание и отделение результатов измерений от методов, с помощью которых они получены, полезны в тех случаях, когда некоторые характеристики этих величин могут меняться. В результате нет необходимости модифицировать систему управления. Достаточно лишь переопределить параметры преобразования, хранящиеся в БД.

Производные величины. Для любой АС идеальной является ситуация, когда все параметры технологического процесса можно непосредственно измерять с помощью датчиков. На практике это часто бывает затруднительным, или просто невозможно измерять некоторые из необходимых переменных. Поэтому в АС могут вычисляться производные переменные на основе тех, которые измеряются непосредственно. Как только поступают новые данные хотя бы для нескольких измеряемых величин, производные величины необходимо пересчитывать заново.

Доступ к информации, содержащейся в БД, выполняется с помощью трех основных операций, которые могут комбинироваться операциями выбора, проекции и сортировки. Операция по извлечению информации из БД называется запросом. Обычно для каждой конкретной ситуации интерес может представлять лишь очень ограниченное число выборок из БД, поэтому заранее можно определить небольшой набор стандартных запросов. Такие запросы называются протоколами (это обычные запросы, в которых предопределены

операции проекции и сортировки, и перед запуском требуется указать только конкретные параметры). Примерами протоколов могут быть аварийные запросы. Они позволяют быстро фиксировать в специальном файле-журнале аварии с указанием времени события. Другим протоколом является протокол технического обслуживания (замена изношенных инструментов, калибровка, контроль смазки и др.).

Системы SCADA обычно оснащаются собственной базой данных. Эта база содержит элементы данных, называемых тэгами или точками. Точка представляет собой единичный ввод или вывод, значения которого контролируют или регулируют в системе. Точки могут аппаратными или программными. Аппаратная точка представляет собой фактический ввод или вывод в пределах системы, а программная точка формирует результат математических и логических операций с другими точками. Точки обычно сохраняются как пары значений времени, когда событие было зарегистрировано и времени вычисления. Серия пар значений времени представляет собой хронологию данной точки.

Пример описания информационного обеспечения.

В состав информационного обеспечения системы входят следующие сигналы и данные:

- сигналы нижнего уровня;
- сигналы, передаваемые по сети Modbus TCP/IP между процессорами щитов управления АСУ ТП НПЗ и АРМ оператора;
- документы в виде файлов или твердых копий; электронные файлы, архивы, базы данных;
- графические (информационные и управляющие) элементы на мониторах АРМ оператора (видеокадры, окна управления, текстовые сообщения, табличные формы и др.).

Параметры, передаваемые в локальную вычислительную сеть предприятиях в OPC формате, включают в себя:

· расход через трубопровод ККК мгновенный, тн/ час;

- расход через трубопровод ККК интегральный, тн;
- температура нефти, ^{o}C;
- вязкость нефти, Сст;
- плотность нефти, кг/м^{3};
- мгновенный расход по линиям, тн/ч;
- температура в устройстве подготовки В,^{o}C.

Сигналы формируются ПЛК. Для идентификации параметров измерения и сигнализации используется смешанный буквенно-цифровой шифр. Символьная (буквенная) часть шифра состоит из двух или трех букв. Первая буква (или первые две) обозначают параметр, а последняя указывает на вид информации, поступающей от датчиков (например: Т- измерение, С- сигнализация).

Перечень идентификаторов назначений параметров: Р - давление или перепад давления;

Т - температура;

L - уровень;

ОК - концевой выключатель открытия. Числовая часть шифра состоит из трех цифр, сгруппированных в серии, означающие принадлежность данного параметра к определенным технологическим установкам, объектам или системам.

На АРМ диспетчера автоматически формируются различные виды отчетов. Генерация отчетов выполняется по следующим расписаниям:

- каждый четный / нечетный час (двухчасовой отчет);
- каждые сутки (двухчасовой отчет в 24.00 каждых суток);
- каждый месяц;
- по требованию оператора (оперативный отчет).

Отчеты формируются по заданным шаблонам:

- сводка по текущему состоянию оборудования;
- сводка текущих измерений.

Сводка по текущему состоянию оборудования – отчет, в котором

приведен список всех технологических объектов контроля и управления с указанием текущего состояния (на момент формирования отчета).

Задание по разработке схемы информационных потоков АС

В диссертационном работе необходимо привести следующее описание раздела проекта информационного обеспечения:

· определить (перечислить) объекты (источники данных), которые должны быть в базе данных;

· выявить связи между объектами (входные, выходные, сигнализация, управление и др.);

· определить основные свойства объектов (тип данных, единицы измерений, пределы измерений и др.);

· определить операции, выполняемые при создании и изменении информации (преобразование, масштабирование, вычисление и др.);

· определить набор стандартных запросов;

· описать схему информационных потоков.

Разработанную схему информационных потоков, подобную схеме, приведенной на рисунке 9, необходимо поместить в альбом.

Выбор средств реализации АС

Задачей выбора программно-технических средств реализации проекта АС является анализ вариантов, выбор компонентов АС и анализ их совместимости.

В этом разделе должен быть обоснован выбор измерительных, исполнительных устройств, контроллерного оборудования, а также систем сигнализации.

Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе. Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления. Контроллерное оборудование осуществляет выполнение задач вычисления и логических операций.

Выбор контроллерного оборудования

Основная задача АС – это выполнение алгоритмов автоматизированного управления технологическим процессом (ввод сигналов измерений, вычисление регулирующего воздействия, вывод сигналов управления исполнительным органом). Для решения этих задач используется программируемый логический контроллер (ПЛК), который включает в себя процессорный модуль и модули ввода-вывода, которые часто называют устройствами связи с объектом (УСО) (рисунок 4). УСО осуществляют, в случае необходимости, нормализацию сигналов (приведение к унифицированному уровню сигналов), преобразование их в цифровой код и ввод/выводные операции.

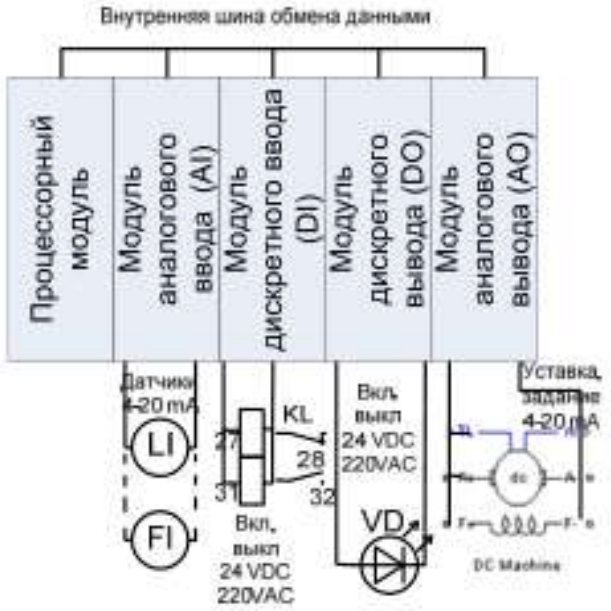


Рис .4. Устройства ввода\вывода ПЛК

Процессорная часть является центральным модулем управления УСО. Она выполняет различные виды вычислений, в том числе вычислительное масштабирование сигналов и логическое обеспечение протоколов обмена информационными кадрами с окружающими объектами.

Как видно из рисунка 4, к модулям ввода/вывода с помощью электрических кабелей подключаются датчики и исполнительные механизмы. В зависимости от того, служит ли модуль для ввода сигналов с датчиков в систему управления или выводит управляющие сигналы на исполнительные устройства, модули осуществляют соответственно аналого-цифровое (АЦП)

или цифро-аналоговое преобразование (ЦАП).

Модули ввода/вывода базового назначения бывают четырех типов: модули аналогового и дискретного ввода/вывода.

Модули аналогового ввода (AI, analogueinput). Они принимают от датчиков, подключенных к его входам, электрические сигналы унифицированного диапазона, например: 0–20 или 4–20 mA (токовый сигнал);

Современный рынок контроллеров и программно-технических комплексов весьма разнообразен. Выбор наиболее приемлемого варианта представляет собой многокритериальную задачу, решением которой является компромисс между стоимостью, техническим уровнем, надежностью, комфортностью, затратами на сервисное обслуживание, полнотой программного обеспечения и многим другим.

Поэтому важно выделить их основные характеристики и свойства, на основании которых можно сделать выбор при построении систем управления.

В качестве таких характеристик при выполнении проекта АС предлагается семь обобщенных показателей:

· характеристики процессора;

· характеристики периферийной части ПЛК;

· характеристики каналов ввода/вывода, поддерживаемых контроллерами;

· коммуникационные возможности;

· условия эксплуатации;

· техническая поддержка;

· программное обеспечение.

Характеристики процессора – это тип, разрядность основной процессорной платы и рабочая частота; поддержка математики с плавающей запятой, позволяющая выполнять эффективную обработку данных; наличие битовых операций, число манипуляций для обработки данных, возможности системы прерываний. Чем меньше манипуляций для обработки данных тем более предпочтителен такой процессор в АС.

Характеристики периферийной части ПЛК –это наличие и объем

различных видов памяти: ОЗУ (RAM), ПЗУ (ROM), СППЗУ (EPROM), ЭСППЗУ (EEPROM), флэш (Flash), количество и разнообразие каналов ввода-вывода.

Главной отличительной особенностью E(E)PROM (в том числе и Flash) от ПЗУ - энергонезависимой памяти является возможность перепрограммирования при подключении к стандартной системной шине микропроцессорного устройства. В EEPROM реализуется возможность производить стирание отдельной ячейки при помощи электрического тока. Во флэш-памяти используется несколько отличный от EEPROM тип ячейки-транзистора. Технологически флэш-память родственна как EPROM, так и EEPROM. Основное отличие флэш-памяти от EEPROM заключается в том, что стирание содержимого ячеек выполняется либо для всей микросхемы, либо для определённого блока (кластера, кадра или страницы). Обычный размер такого блока составляет 256 или 512 байт, однако в некоторых видах флэш-памяти объём блока может достигать мегабайтов. Стирать можно как блок, так и содержимое всей микросхемы сразу. Таким образом, в общем случае, для того чтобы изменить один байт, сначала в буфер считывается весь блок, где содержится подлежащий изменению байт, стирается содержимое блока, изменяется значение байта в буфере, после чего производится запись измененного в буфере блока. Такая схема существенно снижает скорость записи небольших объёмов данных в произвольные области памяти, однако, значительно увеличивает быстродействие при последовательной записи данных большими порциями.

Преимущества флэш-памяти по сравнению с EEPROM:

· более высокая скорость записи при последовательном доступе за счёт того, что стирание информации во флэш производится блоками;

· себестоимость производства флэш-памяти ниже за счёт более простой организации.

Недостаток – медленная запись в произвольные участки памяти. Поскольку речь идет о памяти процессора, который является основным

компонентом управляющего контроллера, предпочтительными типами памяти являются динамические ОЗУ (RAM). В свою очередь, флэш-память обладает достаточно высокой скоростью доступа, энергонезависима и имеет невысокую стоимость.

Большинство фирм-производителей поставляют на рынок средств систем автоматизации семейства контроллеров, каждое из которых рассчитано на определенный набор выполняемых функций и объем обрабатываемой информации. Среди них имеются семейства самых малых контроллеров (микро) небольшой вычислительной мощности, способных поддерживать максимум несколько десятков вводов/выводов, в основном дискретных. Область применения таких контроллеров – сбор данных и системы противоаварийной защиты. В качестве примеров таких контроллеров можно привести контроллеры семейства MicroLogix (Allen-Bradley), Direct Logic DL05 (Koyo), Nano (Schneider Electric).

Семейства малых контроллеров способны поддерживать сотни вводов/выводов, выполнять более сложные функции. Эти контроллеры имеют достаточно развитый аналоговый ввод/вывод, выполняют операции с плавающей точкой и функции ПИД-регулирования. К этой группе контроллеров можно отнести SLC 500 (Allen-Bradley), TeleSAFEMicro16 (ControlMicrosystems), LOGO (Siemens).

Контроллеры средней мощности, обладая достаточной памятью и быстродействием, могут обрабатывать уже тысячи переменных дискретного, аналогового и скоростного типа. Применяются для автоматизации небольших объектов процессов добычи, подготовки и транспорта нефти и газа. Это контроллеры PLC-5 (Allen-Bradley), Premium (Schneider Electric), Direct Logic DL405 (Koyo).

Наконец, некоторые крупные фирмы производят класс контроллеров очень высокой вычислительной мощности, обладающих памятью, измеряемой мегабайтами и гигабайтами. Их способность обрабатывать десятки тысяч переменных и предопределила одну из областей применения – в качестве

концентраторов информации, получаемой от локальных контроллеров. Вычислительные возможности этого класса контроллеров позволяют реализовывать сложные алгоритмы (адаптивное, оптимальное управление), применяемые при автоматизации непрерывных технологических процессов (переработка нефти и газа, нефтехимия). Наиболее яркими представителями этой группы контроллеров являются ControlLogix (Allen-Bradley), Simatic S7–400 (Siemens), Fanuc 90-70(GEFanuc), VME (PEPModularComputers).

Параметры контроллера с точки зрения поддерживаемых им каналов ввода/вывода часто могут быть определяющими при выборе. Важно не только количество каналов ввода/вывода, поддерживаемое контроллером, но и разнообразие модулей ввода/вывода по количеству и уровням коммутируемых сигналов (ток/напряжение), а также способы подключения внешних цепей к модулям ввода/вывода.

Коммутируемые модулями дискретного ввода/вывода сигналы могут иметь различный уровень напряжения переменного и постоянного тока. Это 12, 24, 48 В постоянного тока, 120 и 240 В переменного тока с различными нагрузками по току.

Уровни коммутируемых сигналов модулями аналогового ввода/вывода могут быть самыми разнообразными. Это 0–5 В, 0–10 В, ± 5 В, ± 10 В по напряжению и 0–5 мА, 0–20 мА, 4–20 мА по току. Есть специальные модули для ввода в контроллеры сигналов от термопар и термометров сопротивления различных градуировок. Приведенные здесь данные по уровням сигналов, безусловно, не исчерпывают всего разнообразия, представленного на рынке.

На лицевой панели модулей ввода/вывода могут быть расположены светодиоды индикации состояния внешних цепей.

Одной из важнейших характеристик контроллеров является их способность поддерживать локальный, расширенный, удаленный и распределенный ввод/вывод.

Под локальным следует понимать такой ввод/вывод, когда модули ввода/вывода размещаются непосредственно на том же шасси, на котором

размещен и модуль центрального процессора (такая схема называется иногда крейтовой). Т.к. количество слотов в шасси ограничено (максимум 16–18 для некоторых контроллеров), то и количество локальных вводов/выводов может быть также ограничено. Преимущество локальных вводов/выводов заключается в том, что они имеют высокую скорость обновления данных. При всех прочих равных условиях скорость обработки этих вводов/выводов очень высока. Эта характеристика особенно важна, когда речь идет о регулировании технологических параметров.

Для поддержки большего числа каналов ввода/вывода фирмы-производители аппаратных средств снабдили свои системы возможностью их расширения посредством DIN-рейки. Модули ввода/вывода на DIN-рейке соединяются между собой специализированным коротким кабелем и могут быть отнесены максимум на несколько десятков метров от центрального.

Некоторые комплексы контроллеров способны поддерживать несколько DIN-реек с большим числом модулей ввода/вывода.

Например, контроллеры PLC-5/40L, PLC-5/60L (Allen-Bradley) допускают расширение локального ввода/вывода для ускоренного обновления данных до 16 модулей ввода/вывода.

Удаленный ввод/вывод применяется для систем, в которых имеется большое количество датчиков и других полевых устройств, находящихся на достаточно большом расстоянии (1000 и более метров) от центрального процессора. Это относится и к объектам нефтегазовой отрасли, часто находящимся на больших расстояниях от пунктов управления. Такой подход позволяет уменьшить стоимость линий связи за счет того, что модули ввода/вывода размещаются вблизи полевых устройств.



Рис .5. Организация расширенного ввода/вывода ПЛК на DIN-рейке

Коммуникационные возможности контроллеров. К параметрам контроллеров, характеризующим их способность взаимодействовать с другими устройствами системы управления, относятся:

· количество и разнообразие портов в процессорных модулях;

· широта набора интерфейсных модулей и интерфейсных процессоров;

· поддерживаемые протоколы;

· скорость обмена данными и протяженность каналов связи.

На представлена сетевая структура многоуровневой системы управления. В основе такой структуры лежит семиуровневая модель OSI-взаимодействия программно-технических компонентов ЛВС.

Устройства верхнего уровня (компьютеры, концентраторы) на своем уровне обмениваются большими объемами информации. Эта информация защищена механизмами подтверждений и повторов на уровне протоколов взаимодействия. Пересылаемый массив данных может быть доступен не только центральному устройству, но и другим узлам сети этого уровня. Это означает, что сеть является равноправной, определяется моделью взаимодействия peer-to-peer (равный с равным). Время доставки информации не является доминирующим требованием к этой сети (речь идет о жестком реальном времени).

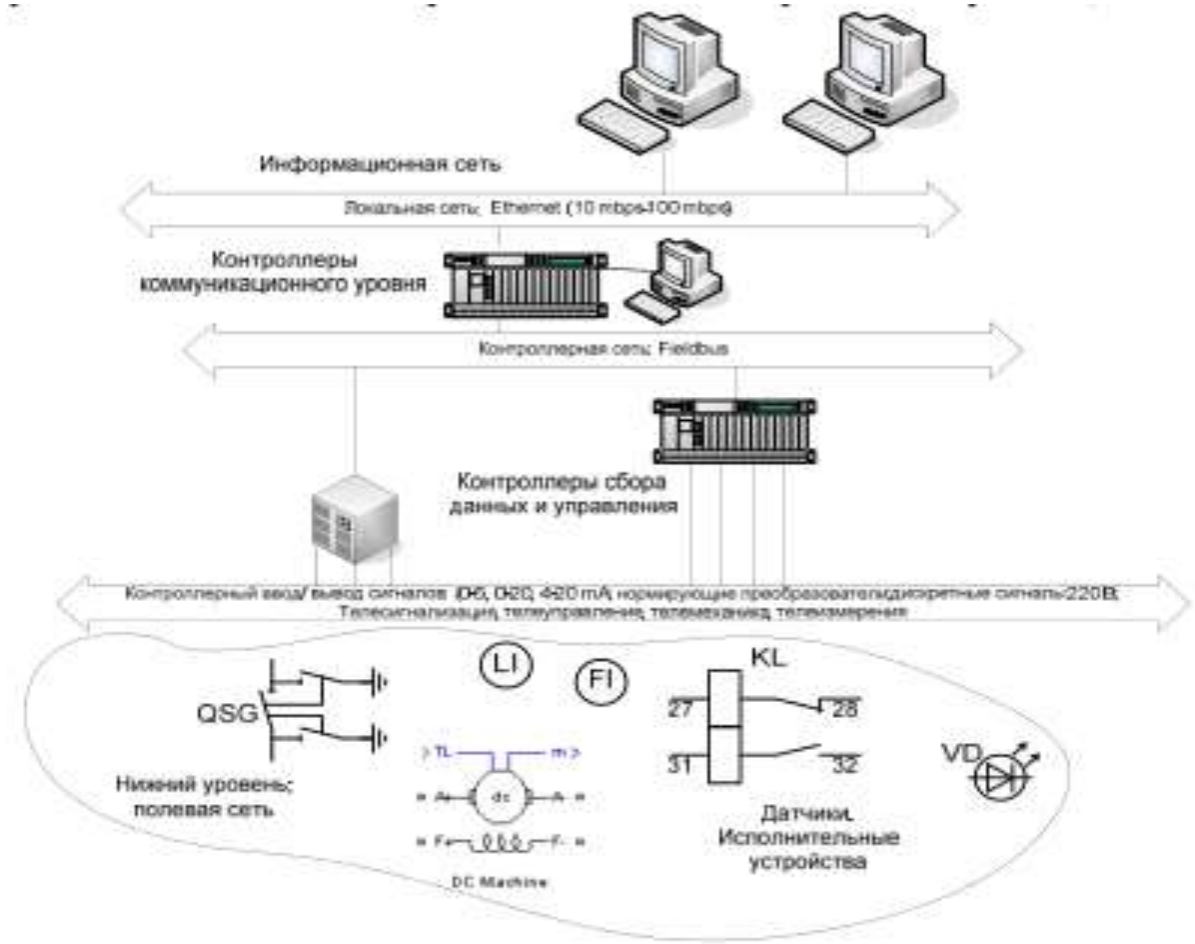


Рис. 6. Сетевая структура коммуникации ПЛК

Выбор датчиков

Выбор датчиков технологических параметров осуществлялся согласно стандартам и требованиям предприятия с учетом ряда факторов метрологического и режимного характера, наиболее существенные из которых следующие:

1. Расстояние, на которое может быть передана информация, снимаемая с датчиков (интерфейс связи датчика).

2. Предельное значение измеряемой величины и других параметров среды.

3. Допустимая для АС погрешность, определяющая подбор по классу точности датчика. Пределы измерения с гарантированной точностью.

4. Инерционность датчика, характеризуемая его постоянной времени.

5. Влияние внешних факторов окружающей среды (температуры,

давления, влажности) на нормальную работу датчиков. Разрушающее влияние на датчик контролируемой и окружающей среды, агрессивных свойств. Наличие в месте установки датчиков недопустимых для его нормального функционирования вибраций, магнитных и электрических полей, радиационного излучения и др.

6. Возможность применения датчика с точки зрения пожара и взрывобезопасности.

Интерфейсы выходных сигналов измерительных приборов.

У устройств получения информации о состоянии технологического процесса выделяют первичный измерительный преобразователь (ПИП) и вторичный измерительный преобразователь (ВИП), которые связываются между собой посредством проводов и интерфейсов. ВИП могут быть расположены как на контроллере, так и на щите управления или непосредственно в датчике.

С точки зрения выполняемых функций ПИП преобразуют измеряемый параметр в удобный для передачи и обработки сигнал.

С точки зрения принципа действия и конструктивного исполнения они различаются значительным разнообразием. Эти устройства устанавливаются на объекте и непосредственно взаимодействуют с регулируемым параметром и контролируемой средой. Вид измеряемого параметра, условия монтажа и эксплуатации влияют в значительной мере на выбор ПИП. Для измерения одного параметра, в зависимости от требуемых технических характеристик и условий эксплуатации, может применяться большое количество различных датчиков (например, более шестидесяти типов датчиков давления, более пятидесяти типов датчиков перепада давления и т. д.).

Различают следующие основные выходные сигналы первичных измерительных приборов (рисунок 7):

ПИП с токовым аналоговым выходом;

ПИП с цифровым выходным сигналом;

ПИП с импульсным (счетным) выходным сигналом;

ПИП с дифференциально-трансформаторным сигналом.

Этим перечнем выходные сигналы датчиков не ограничиваются. При выборе датчика в КП следует ограничится только четырьмя основными типами выходных сигналов.

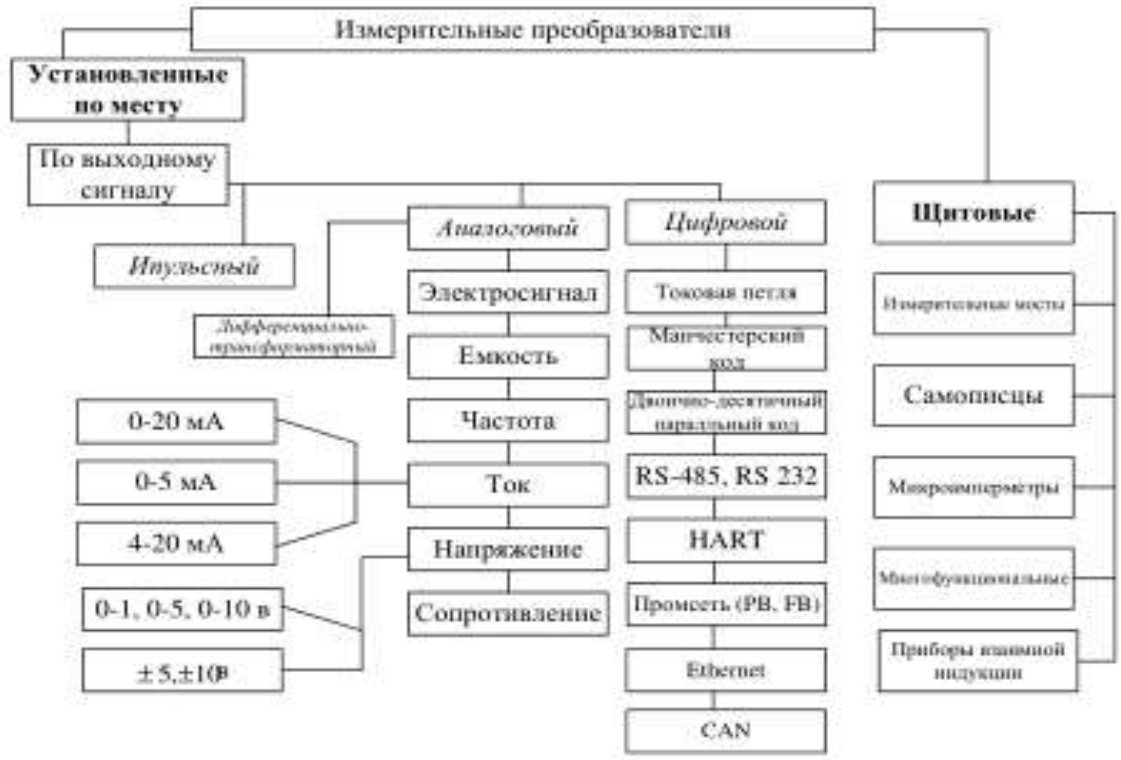


Рис. 7. Виды сигнально-измерительных устройств

ПИП с дифференциально-трансформаторным сигналом (индуктивной связью) являются устаревшими приборами и в большинстве случаев подлежат замене на ПИП с токовым или цифровым выходом.

Импульсный выходной сигнал ПИП представляет собой импульс 5 В постоянного тока или импульс используемого входного напряжения питания, которое может быть от 8 до 28 В постоянного тока. Такие сенсоры в технологиях нефтегазовой отрасли часто используются для дистанционного мониторинга расхода и суммирования потока посредством счетчиков.

ПИП с токовым аналоговым выходом имеют встроенный источник тока – генератор тока с некоторым внутренним сопротивлением $R_{ВН}$. Источник тока

управляется функцией $f(x)$ измерения параметра $\boldsymbol{x}$ (рисунок 8). Ток $i=f(x)$ поступает в линию связи и на входном нагрузочном резисторе $R_{\text{Н}}$ вторичного преобразователя создает соответствующее падение напряжения, которое далее преобразуется в цифровое значение измеряемого параметра $\boldsymbol{x}$. ПИП данного вида имеют, как правило, унифицированные выходные сигналы постоянного тока в диапазонах {0–5}, {0–20} или {4–20} мА. Ток уi = 0 или i = 4 мА соответствует некоторое минимальное значение измеряемого параметра $\boldsymbol{x}$, а току $i=i_{\text{макс}}$. из {5–20} мА – максимальное значение этого параметра. Максимально допустимая длина линии связи между ПИП и ВИП зависит от величины внутреннего сопротивления $R_{\text{ВН}}$ ПИП, активного сопротивления $R_{\text{Л}}$ линии связи, входного сопротивления $R_{\text{Н}}$ ВИП, ожидаемого уровня помехи и, как правило, не превышает несколько десятков метров. Число проводов связи между ПИП и ВИП – 2, 3 или 4. Оно зависит от схемы подключения источника питания или от типа чувствительного элемента ПИП (например, термосопротивление).



Рис. 8. Двухпроводная токовая связь ПИП и ВИП

Поставщики измерительных приборов часто ориентируют потребителей на двухпроводный вариант подключения при токовом сигнале {4–20} мА и четырехпроводное соединение при {0–20} мА (см. рисунок 9).

Применение унифицированных сигналов регламентировано ГОСТ 26.011–80. Среди стандартных сигналов тока и напряжения наиболее удобным и популярным является токовый сигнал 4–20 мА. Причины этого в том, что он наилучшим образом решает проблемы, связанные с передачей сигналов от удаленных датчиков к вторичным измерительным приборам:

1. Сигналы первичных преобразователей, как правило, очень малы. Например, сигналы термопар обычно меньше 50 мВ. В промышленных условиях сильные электромагнитные помехи могут создавать паразитные сигналы, в сотни и тысячи раз превышающие полезные. Сильные токовые сигналы уровня 4–20 мА работают на низкоомную нагрузку, в результате они меньше подвержены такому влиянию.

2. Для передачи токовых сигналов 4–20 мА можно использовать соединительные провода, более дешевые по сравнению с другими. При этом требования к величине их сопротивления также могут быть снижены.

3. Еще одним преимуществом токового сигнала 4–20 мА является то, что при работе с ним легко обнаружить обрыв линии связи – ток будет равен нулю, выходит за возможные пределы. Обрыв в цепи с сигналом 0–5 мА обнаружить нельзя, т.к. ток, равный нулю, считается допустимым. Для обнаружения обрыва в цепях с унифицированными сигналами напряжения (0–1 В или 0–10 В) приходится применять специальные схемотехнические решения, например «подтяжку» более высоким напряжением через высоко омный резистор.

Схемы подключения источников питания (БП) и вторичных преобразователей к датчикам (Метран) в схеме 4–20 мА и 0–20 мА показаны на рисунке 9.

Для подключения термодатчиков-термосопротивлений (ТС) используются специальные схемы: двух-, трех- и четырехпроводная.

В простейшей двухпроводной схеме подключения резистивных датчиков сопротивление линий соединений (ЛС) входит в погрешность измерения. Это не обеспечивает удовлетворительных метрологических характеристик измерительного канала, если сопротивлением проводов нельзя пренебречь.

Влияние сопротивления ЛС в трехпроводной схеме устраняется путем компенсации сопротивлением третьего провода. Компенсацию осуществляют, предполагая, что падения напряжения на проводах одинаковы. Это верно при равенстве сопротивлений проводов ЛС. Погрешностью, вносимой отсутствием точного равенства, обычно можно пренебречь. Однако для прецизионных

измерений лучше использовать четырехпроводную схему подключения ТС.

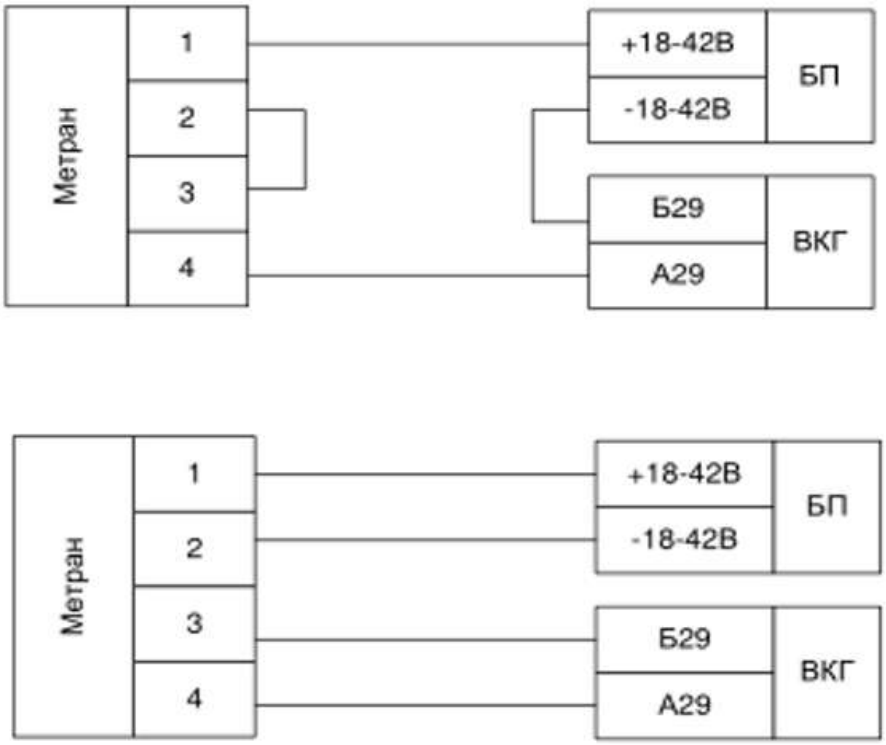


Рис. 9. Схемы подключения 4-20 мА и 0-20 мА

При четырехпроводной схеме подключения разность сопротивлений плеч ЛС незначима. Это вызывает уверенность в незначимости влияния и параметров ЛС.

Однако и эта схема имеет недостатки. Дело в том, что наряду с разбалансом плеч есть еще такой параметр, как активное сопротивление ЛС. Хотя обычно считается, что этот параметр является составляющей погрешности только для двухпроводного подключения, оказывается, что некоторым образом он приобретает значение и для трех-, и для четырехпроводного подключения.

Причина состоит в следующем: ВИП содержит в себе источник тока для опроса ТС. Идеальный источник тока не имеет ограничений по сопротивлению нагрузки. Для реального источника тока всегда есть предельная величина сопротивления нагрузки, при которой он выдает заданный ток опроса. При превышении этого порогового значения источник начинает занижать ток опроса, что приводит к резкому увеличению погрешности. Особенно сильно эффект проявляется вблизи верхней границы диапазона измерений.

К сожалению, изготовители ВИП не нормируют максимальное сопротивление ЛС, на которое работают их изделия. Как показали проведенные ООО «Ленпромавтоматика» эксперименты с продукцией ведущих мировых производителей ВИП, значимая погрешность появляется при увеличении сопротивления одной ЛС свыше величины порядка 30 Ом. Эта величина обосновывается тем, что если ЛС – это медные провода и клеммы, то нет причин предполагать, что 30 Ом будет недостаточно, ведь при сечении 1 мм^2 это сопротивление соответствует 1714 м медного провода. Поэтому параметр и не нормируется. Но он сразу становится значимым, когда между ВИП и датчиком появляется барьер искро безопасности.

ПИП с цифровым выходным сигналом имеют, как правило, гальванически развязанный выход с открытым коллектором транзистора или релейным «сухим» контактом, питание которого производится со стороны источника тока, встроенного в ВИП. При этом, в зависимости от того, закрыт или открыт выход ПИП, величина тока в линии связи имеет значение $i_{мин}$ или $i_{макс}$, что определяется дискретным характером процесса измерения преобразователем параметров энергоносителя. Последовательность «замыканий/размыканий» выходной цепи ПИП порождает на входе ВИП последовательность токовых двоичных импульсов («0», «1») определенной частоты и длительности, которая используется либо для цифрового представления измеряемого параметра $\boldsymbol{x}$, либо для дискретного представления (например, норм/авар, вкл/выкл). Обычно ток в линии связи не превышает 10–20 мА. Максимально допустимая длина линии связи зависит от величины тока ВИП, активного сопротивления линии и может доходить до 3–5 км.

Цифровой ПИП может иметь следующие наиболее распространенные физические интерфейсы (физический интерфейс определяется специальным набором электрических связей и характеристиками сигналов):

· ПИП с токовой петлей (CL);

· ПИП с выходом RS 232 или RS 485;

· ПИП с HART-выходом;

· ПИП с полевой шиной (PB или FB);

· ПИП с CAN.

ПИП с токовой петлей (CL)относится к классу универсальных двухточечных радиальных интерфейсов удаленного последовательного доступа к системам. Это соединение широко применяется в промышленном оборудовании, позволяет осуществить связь по физическим линиям на дальние расстояния – до 3 км) без использования аппаратуры передачи данных (модемов). Интерфейс CL представляет собой двух- и четырехпроводную линию, образующую токовую петлю с дискретно переключаемым источником тока и приемником. Последовательные данные от источника к приемнику (рисунок 10) передаются побитно и побайтно асинхронным способом сигналами постоянного тока *i*= 20 мА (иногда используются сигналы 10, 40 или 80 мА). Ток, превышающий 17 мА, представляет логическую «1» (маркер), а ток, меньший, чем 2 мА, – логический «0» (пробел). Одно из взаимодействующих устройств должно быть активным и служить источником тока, а другое – пассивным (приемником).

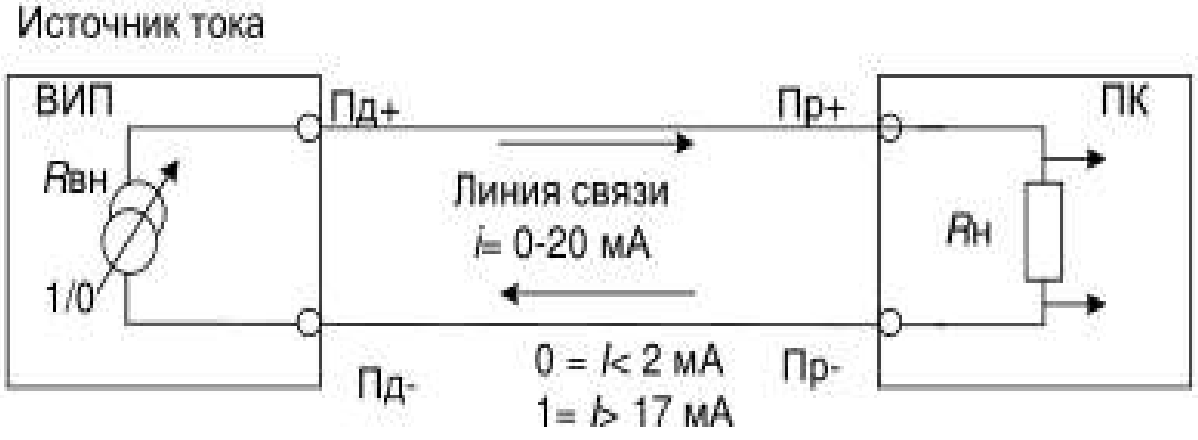


Рис. 10. Соединение ВИП с копьютером линией связи типа CL

Нормирование погрешности канала измерения. При разработке проекта необходимо обосновать погрешность измерения. Для этого рекомендуется использовать методику оценивания погрешности измерительных каналов автоматизированных систем управления технологическими процессами

расчетным способом в условиях ограниченной исходной информации, когда прямое экспериментальное оценивание погрешности практически невозможно или экономически неоправданно.

При расчете погрешности датчика рекомендуется использовать для выбранных каналов измерения перечень составляющих погрешности и их процентный уровень, который приведен в приложении Г. Пример обобщенной структуры измерительного канала для измерения температур с помощью термопреобразователей сопротивления (по ГОСТ 6651–94) АС приведен на рисунке 11.

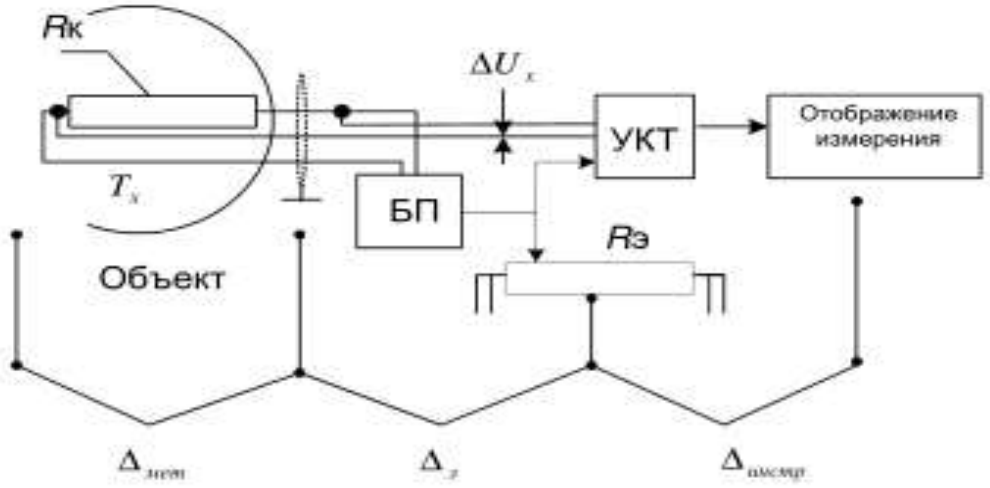


Рис. 11. Обобщенная структура измерительного канала

Выбор исполнительных механизмов

Исполнительным устройством (ИУ) называется устройство в системе управления, непосредственно реализующее управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления путем механического перемещения регулирующего органа (РО).

Регулирующее воздействие от исполнительного устройства должно изменять процесс для достижения поставленной задачи – оптимизации(или) стабилизации качества регулируемой величины. Это воздействие может осуществляться различными способами, а именно:

− изменением количества поступающего вещества за счет дросселирования

его потока или за счет изменения производительности агрегата;

− изменением количества вносимого тепла за счет изменения поступающего теплоносителя или топлива;

− изменением дозы вещества за счет изменения направления его поступления или скорости вращения приводного механизма подачи этого вещества, периодического включения или выключения агрегатов, прекращения подачи вещества или останова агрегатов в целях исключения аварийных производственных ситуаций.

Возможны комбинации этих способов. Для осуществления одного из указанных способов регулирующего воздействия могут быть использованы исполнительные устройства с различными принципами действия конструктивным исполнением.

Основой технологических устройств (объектов управления) в нефтегазовой области являются:

· Технологические устройства насосного и компрессорного типов.

· Мерные технологические устройства (узлы учета, резервуары, скважины).

· Отстойники, сепараторы, электрогидраторы.

· Нагревательные агрегаты.

· Устройства дозирования химреагентов.

· Трансформаторные подстанции и распределительные устройства.

Каждый из перечисленных технологических устройств управляется своим типом ИУ.

В зависимости от используемой энергии ИУ можно подразделять на следующие виды:

− пневматические (с пневматическим ИУ);

− электрические (с электрическим ИУ);

− гидравлические (с гидравлическим ИУ);

− электропневматические (пневматический ИУ с электропневматическим преобразователем);

− электрогидравлические (гидравлический ИУ с электрогидравлическим

преобразователем);

− пневмогидравлические (гидравлический ИУ с пневмогидравлическим преобразователем).

В зависимости от конструктивных особенностей РО исполнительные устройства подразделяют на виды:

− заслоночное;

− односедельное;

− двухседельное;

− трехходовое;

− шланговое;

− диафрагмовое.

Исполнительные устройства (ИУ) состоят из двух основных функциональных узлов:

1) регулирующего органа (привода), предназначенного для управления исполнительным механизмом в соответствии с командной информацией, полученной от управляющего устройства;

2) исполнительного механизма – клапана, заслонки, воздействующих на процесс путем изменения пропускной способности трубопровода.

Выбор системы сигнализации АС

В нефтегазовой отрасли находят применение следующие системы сигнализации:

· системы газосигнализации;

· системы пожарной сигнализации;

· системы аварийной сигнализации;

· системы технологической сигнализации**.**

Сигнализация – это одна из основных функций АС. Для этого используются звуковые и световые индикаторы, специальные экранные формы.

Сигнализация служит для предоставления следующих видов информации:

· индикация – для привлечения внимания оператора или передачи ему

сигнала о выполнении определенного действия. Для этого обычно используют красный, желтый, зеленый и голубой цвета;

· подтверждение – для подтверждения команды, состояния или режима, окончания изменения или переходного периода. Для этого обычно используют белый и голубой цвета. В некоторых случаях может применяться зеленый цвет.

Если между изготовителем и пользователем нет особых соглашений, прозрачные колпачки световых сигнальных индикаторов и ламп должны соответствовать стандартному цветовому коду с учетом режима работы (состояния) машины. В соответствии с ГОСТ 29149 цветам могут быть присвоены другие значения согласно одному из следующих критериев:

– безопасность персонала и окружающей среды;

– состояние электрического оборудования.

Для различения или дополнительной информации и, в частности, для активизации большего внимания используют мигающие огни, применяемые в следующих целях:

– привлечения внимания;

– требования немедленного действия;

– указания на рассогласование между командой и действительным состоянием;

– указания происходящего изменения (мигание во время переходного режима).

Для приоритетной информации рекомендуется использовать наивысшую частоту мигающих огней (ГОСТ 29149 содержит сведения о частоте мигания и отношении импульс/пауза).

Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС

Документ «***Описание и логические схемы алгоритмов***», в зависимости от специфики АС, допускается разрабатывать как документ «***Описание алгоритмов***», или как документ «***Логические схемы алгоритмов***».

По каждому алгоритму документ «***Описание алгоритмов***» содержит разделы:

· Цели управления.

· Стратегия управления (математическое описание).

· Алгоритм решения.

В разделе «***Цели управления***» приводится:

1. Назначение алгоритма.

2. Обозначение документа «Описание алгоритма», с которым связан данный алгоритм (при необходимости).

3. Ограничения на возможность и условия применения алгоритма и характеристики качества решения (точность, время решения).

4. Общие требования к входным и выходным данным (форматам, кодам), обеспечивающие правильность работы алгоритма.

В разделе «***Стратегия управления*** (***Математическое описание***)» приводится:

1. Перечень принятых допущений и оценки соответствия принятой стратегии управления реальному процессу в различных режимах и условиях работы (например, стационарные режимы, режимы пуска и останова агрегатов, аварийные ситуации).

2. Математическое описание процесса.

3. Сведения о научно-исследовательских работах, если они использованы для разработки алгоритма.

В разделе «***Алгоритм решения***» приводится:

1. Пошаговое описание логики алгоритма и способа формирования результатов решения с указанием последовательности выполнения функциональных блоков или шагов, расчетных или логических формул, используемых в алгоритме.

2. Правила контроля достоверности входных данных и вычислений.

3. Описание связей между частями и операциями алгоритма.

4. Ссылки на соответствующие схемы автоматизации и блок-схемы.

5. Распечатку детальной конфигурации функциональных блоков либо текста программы.

Алгоритмом должны быть предусмотрены все ситуации, которые могут возникнуть в процессе решения задачи.

При изложении алгоритма следует использовать условные обозначения реквизитов, сигналов, граф, строк со ссылкой на соответствующие массивы и перечни сигналов.

В расчетных соотношениях (формулах) должны быть использованы обозначения реквизитов, приведенные при описании в других разделах документа.

Алгоритм представляется одним из следующих способов:

1)графический, в виде схемы;

2)табличный;

3)текстовый;

4)смешанный графический или табличный с текстовой частью. Способ представления алгоритма выбирает разработчик, исходя из сущности алгоритма, своего опыта и возможности формального описания действий.

В АС на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

Алгоритмы пуска (запуска)/ останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы).

Релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование расхода, уровня).

Алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров).

2.2. Технические характеристики контроллера ОВЕН ТРМ-138

Измеритель-регулятор универсальный восьмиканальный ТРМ-138 предназначен для построения автоматических систем контроля и регулирования производственными технологическими процессами в различных

областях промышленности, в том числе подконтрольных Ростехнадзору, в сельском и коммунальном хозяйстве.

Во время работы прибор выполняет следующие основные функции:

- позволяет производить конфигурирование функциональной схемы и установку программируемых рабочих параметров с помощью встроенной клавиатуры управления;
- производит измерение физических параметров, контролируемых входными первичными преобразователями с учетом нелинейности их НСХ;
- осуществляет цифровую фильтрацию измеренных параметров от промышленных импульсных помех;
- позволяет производить коррекцию измеренных параметров для устранения погрешностей первичных преобразователей;
- осуществляет отображение результатов измерений на встроенном светодиодном четырехразрядном цифровом индикаторе;
- формирует аварийный сигнал при обнаружении неисправности первичных преобразователей с отображением его причины на цифровом индикаторе и при необходимости выводит его на внешнюю сигнализацию;
- формирует сигналы управления внешними исполнительными механизмами и устройствами в соответствии с заданными пользователем законами и параметрами регулирования;
- осуществляет отображение на встроенном светодиодном цифровом индикаторе заданных параметров регулирования;
- формирует команды ручного управления исполнительными механизмами и устройствами с клавиатуры прибора;
- осуществляет передачу компьютеру информации о значениях контролируемых датчиками величин и установленных рабочих параметрах, а также принимает от него данные на изменение этих параметров;
- поддерживает протоколы обмена ОВЕН, Modbus-RTU (Slave) и Modbus-ASCII (Slave);

- производит сохранение заданных программируемых параметров в энергонезависимой памяти при отключении напряжения питания.

Элементы индикации и управления

На лицевой панели прибора расположены цифровые и единичные светодиодные индикаторы, служащие для отображения текущей информации о параметрах и режимах работы прибора; а также шесть кнопок, предназначенных для управления прибором.

Четырехразрядный цифровой индикатор ЦИ-1 отображает измеренное или вычисленное значение параметра в выбранном канале контроля; при аварии индикатор отображает порядковый номер неисправного датчика. Возможны два режима индикации:

статический режим – выбор канала индикации производится оператором при помощи кнопок управления, расположенных на лицевой панели прибора, и контролируется по засветке соответствующего светодиода «КАНАЛ»;

циклический режим – информация о каждом канале контроля выводится по замкнутому циклу на заданное пользователем время.

Четырехразрядный цифровой индикатор ЦИ-2 отображает установку выводимого на индикацию канала контроля; при аварии индикатор отображает причину неисправности датчика в символьном виде.



Двухразрядный цифровой индикатор ЦИ-3 отображает информацию о подключенном к данному каналу входном параметре (например, датчик «**d1**»).

Светодиоды «**КАНАЛЫ 1 - 8**» постоянной засветкой показывают номер ЛУ, параметры которого в данный момент выводятся на индикацию, мигающей засветкой сигнализируют о возникновении аварийной ситуации в данном канале контроля или срабатывании в нем предупредительной сигнализации.

Технические характеристики прибора

Основные технические характеристики прибора приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Общие характеристики прибора

Наименование	**Значение**
Диапазон напряжений питания	от 90 до 264 В переменного (от 47 до 63 Гц) тока
Потребляемая мощность, ВА, не более	12
Количество измерительных входов в приборе	8
Время опроса одного канала, с, не более	0,6
Напряжение встроенного источника питания	(24±3) В постоянного тока (максимум150 мА)
Интерфейс связи с компьютером	RS-485
Скорость передачи данных по протоколу, кбит/с: ОВЕН, Modbus-RTU, Modbus-ASCII	2,4; 4,8; 9,6; 14,4; 19,2; 28,8; 38,4; 57,6; 115,2
Габаритные размеры корпуса Щ4, мм	96 × 96 × 145
Габаритные размеры корпуса Щ7, мм	144 × 169 × 50,5
Масса прибора, кг, не более	1,0

Таблица 3 – Входные первичные преобразователи

Условное обозначение НХС преобразователя или сигнала	Диапазон измерений	Значение единицы младшего разряда*	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %
Термометры сопротивления по ГОСТ Р 8.625 или термопреобразователисопротивления по ГОСТ Р 6651*			
Cu 50(α =0,00426 °C^{-1})	от –50 до 200°C	0,1°C	±0,25
50 М(α =0,00428 °C^{-1})	от –190 до 200°C	0,1°C	
Pt 50 (α =0,00385 °C^{-1})	от –200 до 750°C	0,1°C	
50 П (α =0,00391 °C^{-1})	от –200 до 750°C	0,1°C	
Cu 100 (α =0,00426 °C^{-1})	от –50 до 200°C	0,1°C	
100 М(α =0,00428 °C^{-1})	от –190 до 200°C	0,1°C	
Pt 100(α =0,00385 °C^{-1})	от –200 до 750°C	0,1°C	
Термоэлектрические преобразователи по ГОСТ Р 8.585			
ТХК (L)	от –200 до 800°C	0,1 °C	±0,5 ±0,25**
ТЖК (J)	от –200 до 1200 °C	1 °C	
ТНН (N)	от –200 до 1300 °C	1 °C	
ТХА (K)	от –200 до 1300 °C	1 °C	
ТПП (S)	от 0 до 1750 °C	1 °C	
ТПП (R)	от 0 до 1750 °C	1 °C	
ТПР (B)	от 200 до 1800 °C	1 °C	
ТВР (A-1)	от 0 до 2500 °C	1 °C	
ТВР (A-2)	от 0 до 1800 °C	1 °C	
ТВР (A-3)	от 0 до 1800 °C	1 °C	
ТМК (T)	от –200 до 400 °C	0,1 °C	
Унифицированные сигналы постоянного напряжения и тока по ГОСТ 26.011			
Напряжение от 0 до1 В	от 0 до 100 %	0,1 %	
Сигнал постоянного напряжения			
от –50,0 до 50 мВ	от 0 до100 %	0,1 %	±0,25

Таблица 4 – Выходные устройства

Наименование ВУ (обозначение типа)	**Технические характеристики**	**Значение**
Реле электромагнитное (Р)	Максимальный ток нагрузки	1 А
	Максимальное напряжение нагрузки переменного тока, не менее	250 В 50 Гц и cosφ>0,4
	Максимальное напряжение нагрузки постоянного тока, не менее	30 В
Оптопара транзисторная n-p-n-типа (К)	Максимальный ток нагрузки, не менее	400 мА
	Максимальное напряжение, не менее	60 В постоянного тока
Оптопарасимисторная (С)	В режиме управления внешним симистором:	
	ток (при длительности импульса не более 2 мс и частоте (50 ±1) Гц), не менее	400 мА
	действующее напряжение, не менее	250 В, 50 Гц
	В режиме коммутации нагрузки:	
	ток нагрузки, не менее	40 мА
	действующее напряжение, не менее	250 В, 50 Гц
Выход для управления внешним твердотельным реле (Т)	Выходное напряжение холостого хода	(6 ±0,5) В постоянного тока
	Выходное напряжение на нагрузке 250 Ом, не менее	от 3,3 до 4,9 В постоянного тока
	Ток короткого замыкания	от 50 до 72 мА
ЦАП «параметр-ток» (И)	Выходной сигнал постоянного тока	от 4 до 20 мА
	Сопротивление нагрузки	от 0 до 1300 Ом
	Номинальное сопротивление нагрузки	700 Ом
	Напряжение питания ЦАП	от 10 до 36 В
	Номинальное напряжение питания ЦАП	(24,0 ±3,0)В
ЦАП «параметр-напряжение» (У)	Выходной сигнал постоянного напряжения	от 0 до 10 В
	Сопротивление нагрузки, не менее	5 кОм
	Напряжение питания ЦАП	от 15 до 36 В
	Номинальное напряжение питания ЦАП	(24,0 ±3,0) В

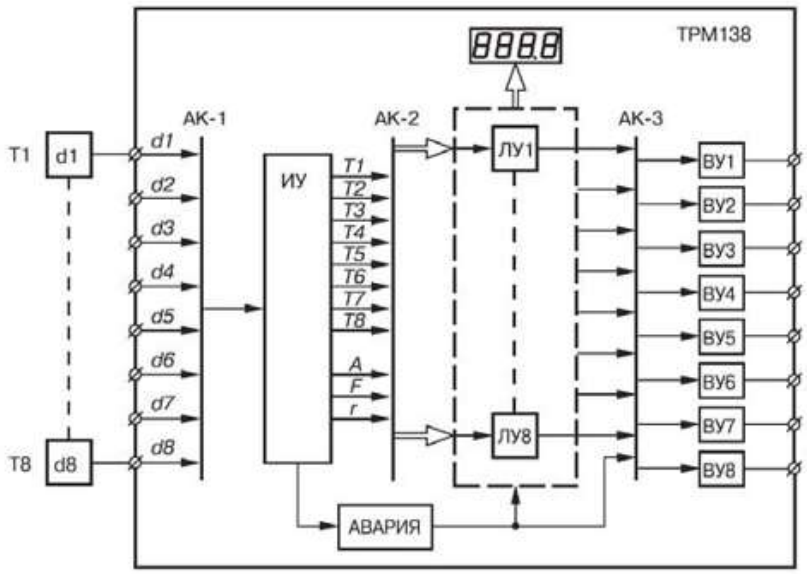


Рис. 12 – Функциональная схема прибора

Функциональная схема включает следующие составные части:

- **d1 - d8** – входные первичные преобразователи (датчики) для контроля физических параметров объекта (в состав прибора не входят и условно введены в схему для удобства описания ее работы);
- **АК-1** – автоматическое устройство коммутации сигналов первичных преобразователей для их передачи измерительному устройству;
- **ИУ** – измерительное устройство для преобразования сигналов датчиков в цифровые значения контролируемых ими параметров, а также для вычисления необходимых для работы прибора математических величин;
- **АК-2** – автоматическое устройство коммутации измеренных входных параметров для их передачи логическим устройствам;
- **ЛУ1 - ЛУ8** - логические устройства для формирования сигналов управления ВУ и для вывода измеренных значений входных параметров на ЦПУ;

- **АК-3** – автоматическое коммутационное устройство для передачи сигналов ЛУ на ВУ;
- **ВУ1 - ВУ8** – ВУ для согласования сигналов управления (сформированных ЛУ1 - ЛУ8) с работой внешнего оборудования, осуществляющего регулирование параметров объекта или контроль за его состоянием.

Схема связей ЛУ с входными датчиками и ВУ задается пользователем при установке рабочих параметров прибора, что позволяет осуществлять конфигурацию прибора по удобной для эксплуатации схеме.

2.3. Приборы для измерения физических параметров (давления, температуры, расход, влажности, уровня и т.д.)

Цифровой манометр для измерения давления

Манометры цифровые предназначены для измерения избыточного давления неагрессивных, некристаллизующихся жидкостей, пара и газа, т.ч. кислорода в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами.

Предназначены для измерения избыточного и вакуумметрического давления некристаллизующихся жидкостей, пара и газа, неагрессивных к материалам деталей, контактирующих с измеряемой средой, и замыкания или размыкания электрических цепей при достижении заданного предела давления.



Модель цифрового манометра МО-05 - это российский высокоточный цифровой прибор для прецизионного измерения давления. Компактные и удобные в использовании цифровые высокоточные манометры серии МО-05 являются достойной заменой грузопоршневых манометров 1-го и 2-го разряда. Они

предназначены для точных измерений значений давления с индикацией результатов на цифровом табло, с допускаемой приведенной основной погрешностью на каждом поддиапазоне не более ±i: 0,025% и 0,05%.

Одним из параметров, наиболее часто подлежащих контролю и регулированию для корректного протекания технологического процесса, является температура. Температура - это наиболее часто измеряемый параметр технологических процессов. Зачастую температура является определяющим фактором функционирования промышленного технологического процесса. Если измерение температуры выполняется неточно или ненадежно по той или иной причине, это может негативно сказаться на таких показателях, как эффективность технологического процесса, энергопотребление и качество продукции. Даже небольшая ошибка в измерении температуры может привести к остановке некоторых технологических процессов или очень дорого обойтись, поэтому исключительно важно иметь уверенность в том, что температура измеряется точно и надежно. Также температура является одним из главных параметров качества поставляемого теплоносителя и входит в формулу вычисления тепловой энергии, поэтому измерение температуры является важнейшей задачей как для потребителя тепла, так и для поставщика.

Термометр Росма БТ



Термометры биметаллические Росма БТ используются для измерений температуры жидкостей и газов, а также сыпучих и вязких сред.

Термометр радиальный биметаллический предназначен для измерения температуры жидкостей, пара и газов в отопительных и санитарных установках, в системах кондиционирования и вентиляции. Принцип действия термометров Росма БТ основан на

зависимости деформации чувствительного элемента от измеряемой температуры. В качестве чувствительного элемента используется биметаллическая пружина. Биметаллическая пружина изготавливается из двух прочно соединенных металлических пластин, имеющих различные температурные коэффициенты линейного расширения. При изменении температуры пружина изгибается и вращает стрелку термометра. Один конец пружины закреплен внутри штока, а к другому присоединяется ось стрелки.

Корпус термометра изготавливается из коррозионностойкой стали, шток – из нержавеющей стали.

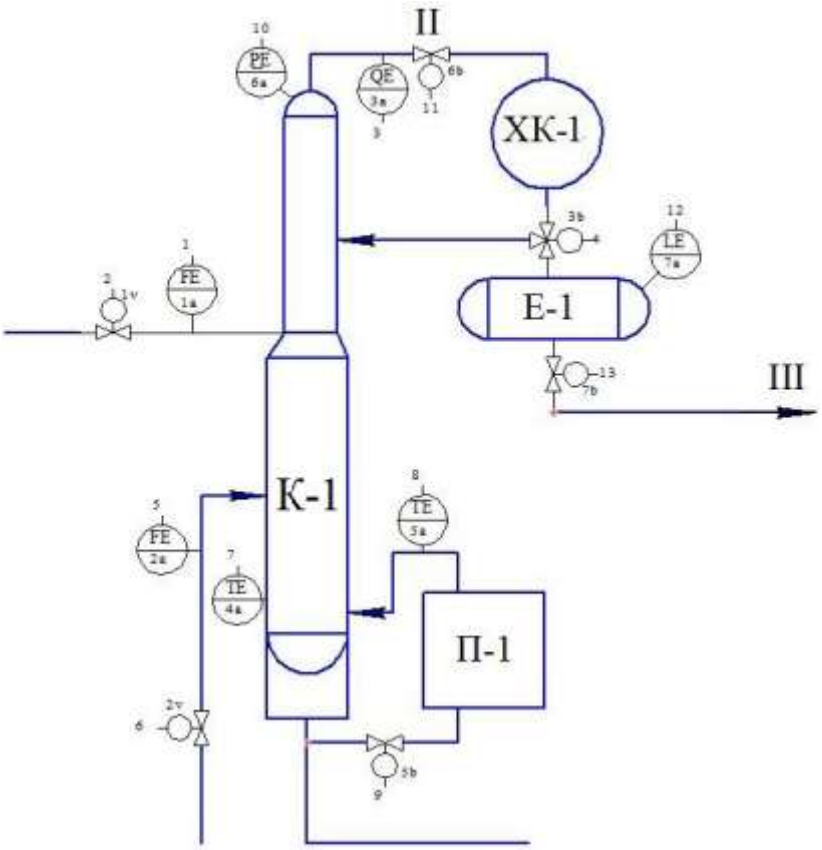
Прибор следует применять для измерения температуры только в среде, для которой он предназначен; не превышать диапазон измерений. Запрещается использовать растворители и абразивы для очистки стекол. Прибор необходимо исключить из эксплуатации и сдать в ремонт в случае, если: прибор не работает; стрелка движется скачками; погрешность показаний превышает допустимое значение.

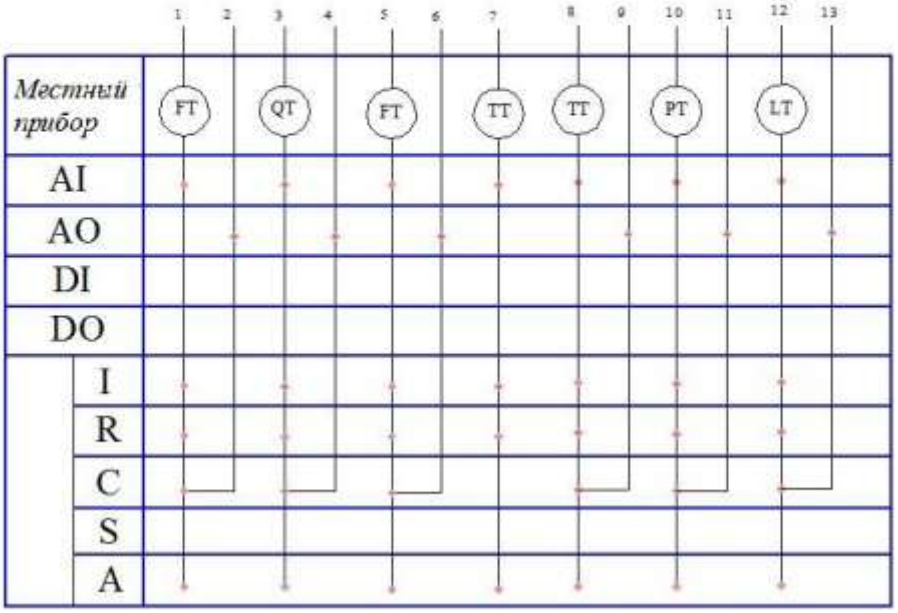
Вихревые расходомеры Kobold DVH-R



В конструкции вихревого расходомера DVH-R производства KOBOLD для измерения массового расхода газов, жидкостей и пара используется три основных типа датчиков: датчик скорости вихревого потока, термопреобразователь сопротивления и полупроводниковый датчик давления. Системы, основывающиеся на внешних технологических измерениях, не способны адекватно компенсировать возможное радикальное изменение условий технологического процесса между участком, на котором измеряется скорость потока, и участком, на котором проводится измерение выходного или входного давления и температуры. Многопараметрический расходомер DVH-R производит измерение по всем технологическим параметрам в одной точке, что обеспечивает более высокую

точность. Сочетание широкого спектра выходных сигналов с возможностью ограничиться врезкой лишь одного устройства в трубопровод позволяет упростить систему и снизить первоначальные затраты на оборудование, установку и техническое обслуживание.





III. Исследование и настройка контура регулирования

3.1. Функциональная схема контура регулирования

Задачей исследуемой системы регулирования является поддержание постоянного давления в линии подачи строго орошения в верх колонны отбензиневания с коррекцией по температуре верха колонны.

Необходимость регулирования объясняется тем, что давление бензина непосредственно определяет степень нагрева верха колонны, а последняя оказывает существенное влияние на процесс отбензиневания нефти. Этим же фактом определяются и основные требования, предъявляемые к быстродействию и точности контура регулирования: пары бензина на выходе колонны должны быть нагреты до температуры 150°С (температура выпаривания бензина).

Регулирование давления с коррекцией по температуре заключается в том, что заданное значение давления бензина вычисляется в каждом цикле работы программы управления по методике, учитывающей изменение температуры, поров (используется линейная зависимость). Поскольку при проведении исследований реальное управляющее воздействие заменяется единичным ступенчатым сигналом, учета факта коррекции не требуется, и все результаты, полученные для принятой системы, будут справедливы и для исходной.

Функциональная схема контура регулирования представлена на рисунке 13.

Объектом управления является регулирующий клапан, его выходным параметром является проходное сечение клапана. Участок трубопровода, соединяющий клапан с датчиком давления, осуществляет передачу среды (бензин) и ее давления, преобразуя S(t) в P(t). P(t) является входным сигналом

для датчика давления (PE 59-1). Сигнал с датчика – Y(t), поступает в сумматор, где сравнивается с вычисленным задающим воздействием $Y_{зад}(kT(t))$.

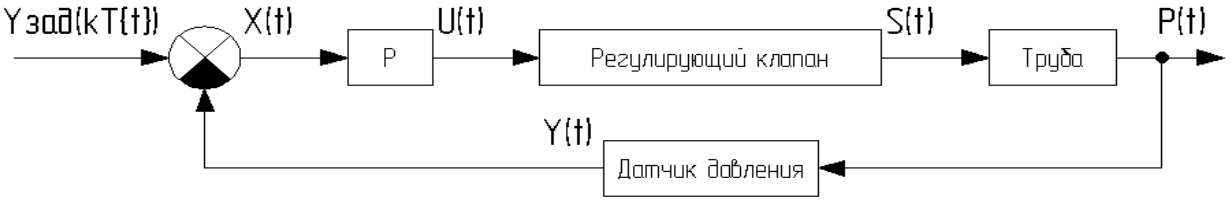


Рисунок 13 - Функциональная схема контура регулирования

В результате сравнения формируется ошибка X(t), поступающая в логическую часть ПИД-регулятора. На выходе регулятора формируется управляющий сигнал U(t), определяющий степень открытия клапана.

Особенностью полученной схемы является наличие отрицательной обратной связи выхода системы с ее входом, которая служит для измерения результата действия системы, причем обратная связь не является единичной.

3.2. Описание элементов передаточными функциями

Структурная схема контура регулирования

Опишем каждый элемент функциональной схемы передаточной функцией. Будем считать, что сумматоры, используемые в схеме, ни на что влияют, то есть имеют единичные передаточные функции.

- Датчик давления.

На линии подачи бензина установлен интеллектуальный датчик избыточного давления VEGABAR 52. В технической документации на датчик указано, что датчик имеет свойства инерционного звена, со временем отклика сенсорного модуля $T_c = 0{,}043$ *с*. Дополнительно, в датчике установлено время демпфирования $T_д = 1$ *с*, необходимое для устранения влияния пульсаций при подаче мазута. Время демпфирования добавляется к времени отклика сенсора, т.е. общее время отклика датчика:

$T_{\partial\partial} = T_c + T_\partial = 0{,}043 + 1 = 1{,}043\ c.$ (1)

Встроенный процессорный блок датчика позволяет корректировать собственную нелинейность и воздействие внешних влияющих факторов.

Датчик давления можно представить типовым инерционным звеном:

$$W_{\partial\partial}(p) = \frac{k_{\partial\partial}}{T_{\partial\partial} \cdot p + 1}.$$ (2)

Коэффициент $k_{\partial\partial}$ определим, исходя из условий: минимальному давлению мазута $P_{min} = 1$ *МПа* $(1 \cdot 10^6$ *Па)* соответствует выходной сигнал датчика $Y_{min} = 4$ *мА (0,004 А)*, а максимальному – $P_{max} = 3$ *МПа* $(3 \cdot 10^6$ *Па)* соответствует выходной сигнал датчика $Y_{max} = 20$ *мА (0,02 А)*. Тогда:

$$k_{\partial\partial} = \frac{Y_{\max} - Y_{\min}}{P_{\max} - P_{\min}} = \frac{0{,}020 - 0{,}004}{(3-1) \cdot 10^6} = 8 \cdot 10^{-9}.$$ (3)

Подставив (1) и (3) в (2), получим передаточную функцию в численном виде:

$$W_{\partial\partial}(p) = \frac{8 \cdot 10^{-9}}{1{,}043 \cdot p + 1}.$$

- Труба.

Принимая во внимание малую длину трубы между регулирующим клапаном и датчиком давления, не учитываем возможное транспортное запаздывание и падение давления в трубе. Исходя из этого, будем рассматривать трубу типовым усилительным звеном с коэффициентом усиления, равным единице:

$$W_m(p) = 1.$$

- Регулирующий клапан.

Отметим, что все навесное оборудование устанавливается и тестируется на заводе-изготовителе для параметров, указываемых в опросном листе на

клапан, поскольку определение свойств клапана является сложной задачей, решаемой для конкретной конфигурации клапана. Для выбранного оборудования и параметров процесса, в соответствии с характеристиками, приведенными в, можно рассматривать клапан как типовое колебательное звено с постоянными времени:

$T_{1кл} = 0{,}28$ *с;* $T_{2кл} = 0{,}45$ *с.*

Передаточная функция клапана:

$$W_{кл}(p) = \frac{k_{кл}}{T_{1кл}^2 p^2 + T_{2кл} \cdot p + 1}. \qquad (4)$$

Коэффициент $k_{кл}$ определим, исходя из условий: минимальному сигналу $U_{min} = 4$ *мА (0,004 А)* на входе позиционера соответствует давление среды на выходе клапана $S_{min} = 1$ *МПа* ($1 \cdot 10^6$ *Па*), а максимальному – $U_{max} = 20$ *мА (0,02 А),* соответствует давление $S_{max} = 3$ *МПа* ($3 \cdot 10^{-6}$ *Па*). Тогда:

$$k_{кл} = \frac{S_{\max} - S_{\min}}{U_{\max} - U_{\min}} = \frac{(3-1) \cdot 10^6}{(20-4) \cdot 10^{-3}} = 1{,}25 \cdot 10^8. \qquad (5)$$

Подставив (5) в (4) с учетом $T_{1кл} = 0{,}28$ *с;* $T_{2кл} = 0{,}45$ *с*, получим передаточную функцию клапана в численном виде:

$$W_{кл}(p) = \frac{1{,}25 \cdot 10^8}{0{,}0784 p^2 + 0{,}45 \cdot p + 1}.$$

- ПИД-Регулятор.

Функции регулятора выполняет контроллер. Будем рассматривать упрощенный способ решения задачи регулирования с использованием методов линейных систем, поскольку центральный процессор контроллера обладает высоким быстродействием (не учитываем дискретность управления).

ПИД-регулятор требует при настройке задания 3-х параметров: коэффициента усиления пропорционального канала $k_п$, коэффициента усиления интегрального канала $k_и$ и коэффициента усиления дифференциального канала

$k_д$. Так как в состав регулятора входит форсирующее звено второго порядка, запишем:

$$W_P(p) = k_n + \frac{k_u}{p} + k_д \cdot p = k_u \frac{T_{1P}^2 \cdot p^2 + T_{2P} \cdot p + 1}{p}, \quad (6)$$

где: $T_{1P}^2 = \frac{k_д}{k_u}$, $T_{2P} = \frac{k_n}{k_u}$.

Записать выражение (6) в численном виде пока не представляется возможным, так как T^2_{1P} и T_{2P} — неизвестные параметры, определяемые через настройки регулятора.

На основе функциональной схемы составим структурную схему контура регулирования давления (рисунок 14).

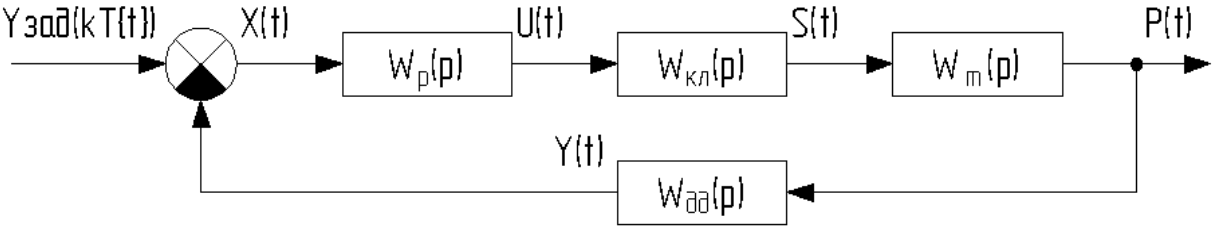


Рисунок 14 - Структурная схема контура регулирования давления

Для использования методов теории автоматического управления требуется наличие замкнутой структуры, то есть необходимо привести исходную структурную схему к структуре с единичной обратной связью. Преобразование осуществим путем переноса сумматора, а фиктивное звено отбросим, поскольку при описании неважно каким образом получено $P_{зад}(t)$. Структурная схема после преобразования изображена на рисунке 15.

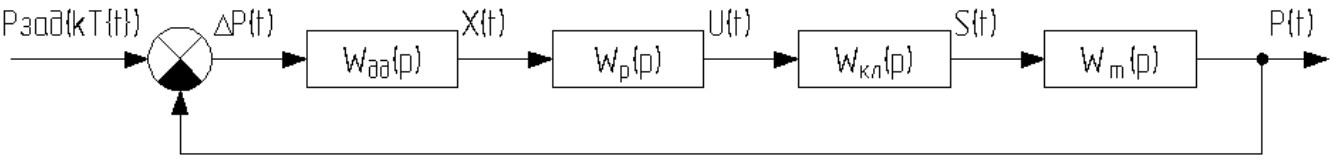


Рисунок 15 - Структурная схема после преобразования

Запишем в условных обозначениях звеньев конкретные выражения их передаточных функций в числовом виде (где это возможно). Окончательная структурная схема представлена на рисунке 16.

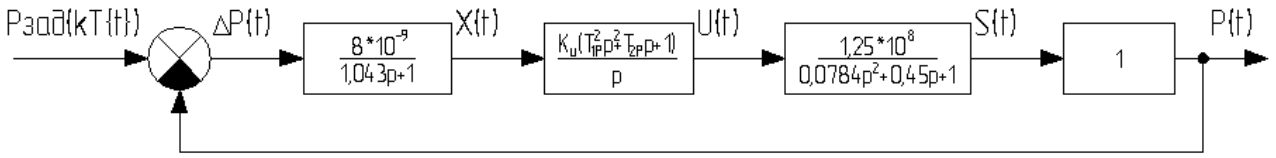


Рисунок 16 - Окончательная структурная схема

3.3. Исследование системы в системе MATLAB

Исследование системы будем вести в системе MATLAB, в пакете моделирования динамических систем Simulink, предназначенного для решения задач анализа и синтеза систем автоматического регулирования. Simulink имеет широкие возможности для реализации методов теории автоматического управления при исследовании динамики автоматических систем. Исследуемая система задается в виде структурной схемы, набираемой из типовых звеньев, имеющихся в библиотеке Simulink. При использовании методов анализа Simulink производит для заданной структуры расчет передаточной функции, частотных характеристик и переходного процесса, выдает результаты расчета в виде графиков.

Для исследования системы, вводим полученную структурную схему (рисунок 15) системы в окно модели, преобразовывая ее в соответствии с требованиями программы (рисунок 17).

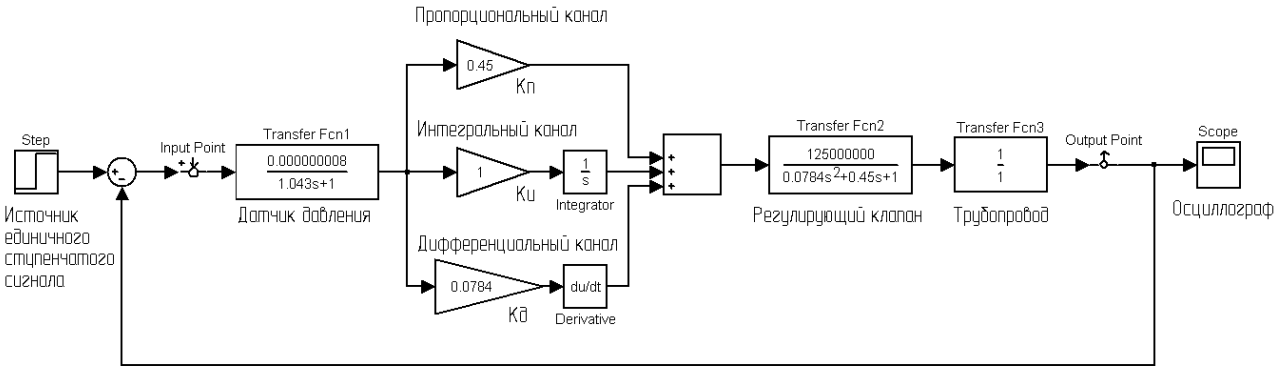


Рисунок 17 - Структурная схема в MATLAB

Для устранения негативного влияния колебательной характеристики клапана на качество системы наиболее рационально будет выбрать такие параметры регулятора, которые будут аналогичны параметрам двигателя, то есть:

$$T_{1P}^2 = \frac{k_д}{k_и} = T_{1кл}^2 = 0{,}0784; \quad (7)$$

$$T_{2P} = \frac{k_п}{k_и} = T_{2кл} = 0{,}45. \quad (8)$$

При таких настройках выражение в скобках числителя передаточной функции регулятора и выражение в знаменателе передаточной функции клапана сокращаются, чем и обеспечивается компенсация колебательных свойств клапана.

На первом этапе исследования для определенности примем коэффициент усиления интегрального канала регулятора равным $K_и = 1$, тогда из (7) и (8):

$K_п = 0{,}45;$

$K_д = 0{,}0784.$

График переходного процесса для исходных настроек ПИД-регулятора представлен на рисунке 18.

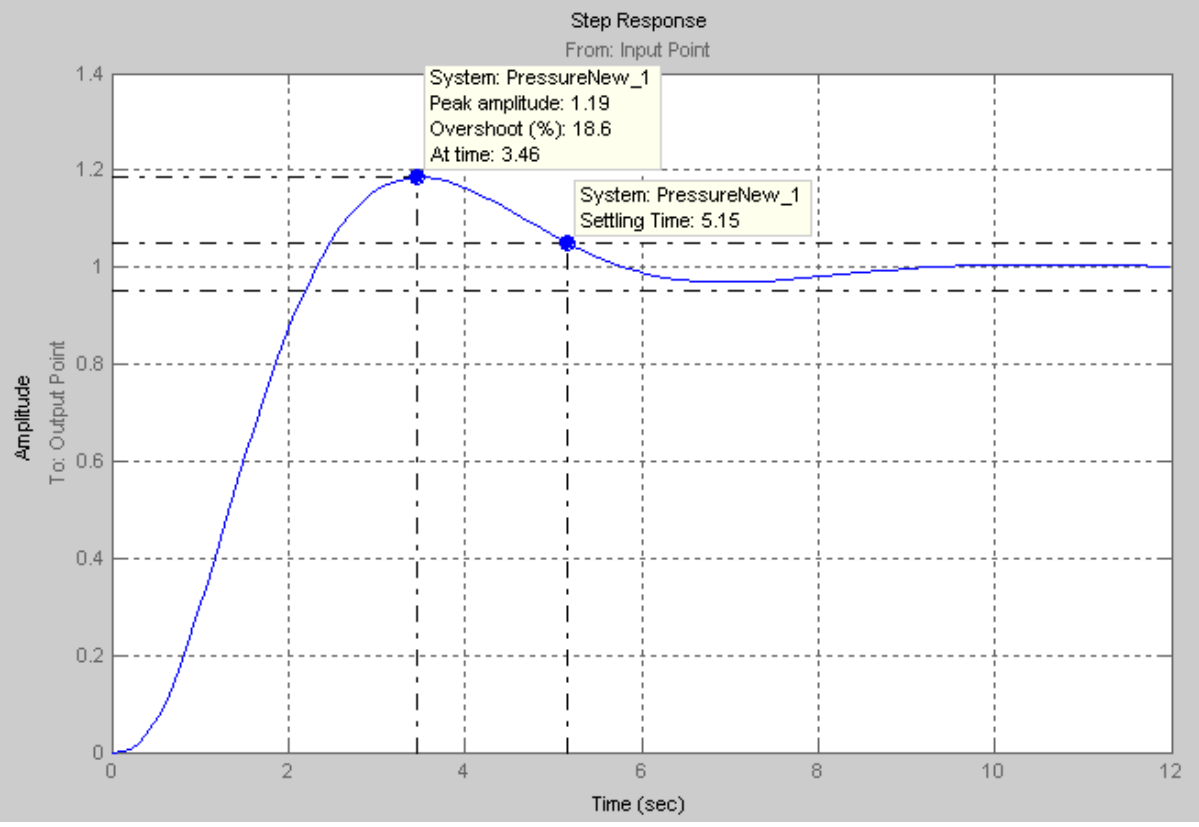


Рис. 18 - График переходного процесса для исходных настроек ПИД-регулятора

Видно, что система получилась устойчивой с колебательным переходным процессом. Длительность переходного процесса $t_{пп} = 5,15\ c$ (время регулирования $t_{пп}$ определяется как время, протекшее от начала переходного процесса до момента установления на выходе системы значения параметра, отличающегося не более, чем на 5% от установившегося значения). Перерегулирование составляет 18,6 %, статическая ошибка равна нулю (присутствует интегральная составляющая). Анализируя полученные результаты, делаем вывод: хотя полученная система и является устойчивой, качество процесса – неудовлетворительное. При использовании ПИД-регулятора можно получить лучшее качество (обеспечить апериодический переходный процесс, или уменьшить перерегулирование до рекомендуемых значений – $\sigma < 15\%$) если удастся подобрать соответствующие настройки регулятора.

Будем искать оптимальные настройки регулятора с использованием логарифмических частотных характеристик.

Для построения ЛАХ и ЛФХ системы, задаем точки входа/выхода в структуре модели и разрываем цепь обратной связи.

ЛЧХ исследуемой модели при исходных настройках регулятора показаны на рисунке 19 – кривые $L_1(\omega)$ и $\varphi_1(\omega)$ (PressureNew_1 на графиках Magnitude и Phase).

Примечание:

A соответствует частоте сопряжения $\omega_c = 1/T_{дд} = 0,958;$

B, C, D – частоты среза при соответствующих настройках регулятора;

E, F, G – значения ЛФХ при соответствующих настройках регулятора.

Из рисунка 19 видно, что общий вид ЛАХ при начальных настройках регулятора – оптимальный, остается выбрать коэффициент усиления системы, пользуясь правилами: во-первых, в окрестностях частоты среза в пределах не менее 0,6 дек в обе стороны наклон ЛАХ должен составлять -20 дБ/дек — в

этом случае переходный процесс будет апериодическим; во-вторых, запас устойчивости системы по фазе должен лежать в пределах от 20° до 50°, или, в крайнем случае, быть выше этих значений; в-третьих, запас устойчивости системы по амплитуде должен быть не менее -15 дБ.

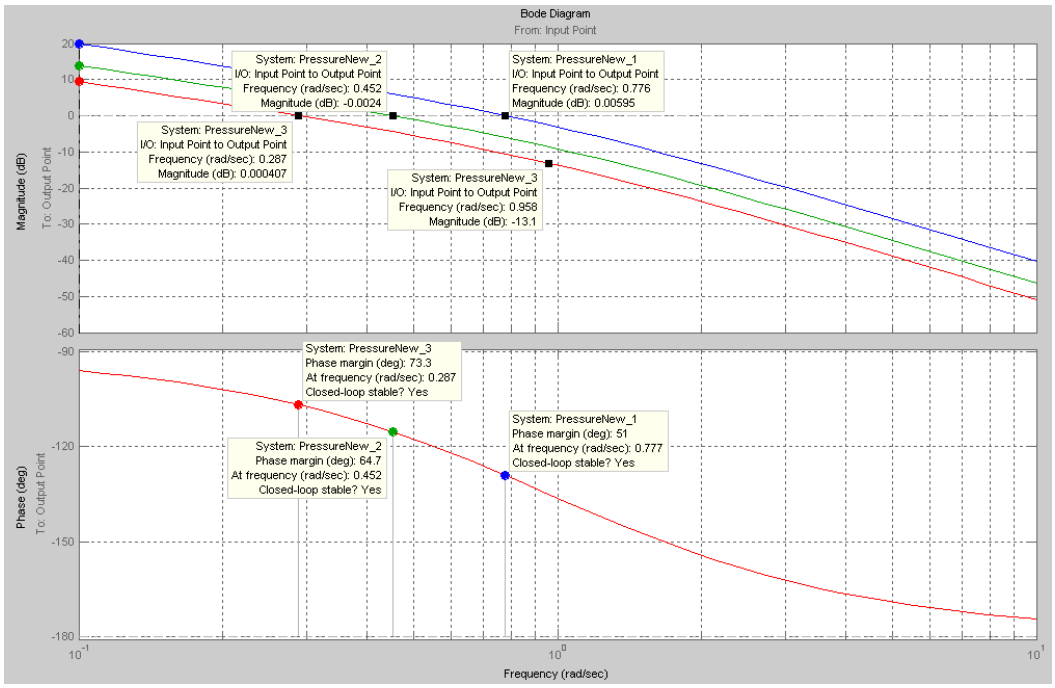


Рис. 19 - ЛЧХ исследуемой модели при исходных настройках регулятора

Отметим, что при изменении k_u кривая $L_1(\omega)$ будет перемещаться вверх или вниз параллельно самой себе, $\varphi_1(\omega)$ остается неизменной. Варьируя k_u, можно из $L_1(\omega)$ получить такую $L_{onm}(\omega)$, которая будет иметь наиболее оптимальный вид, то есть соответствовать более высокому качеству переходного процесса.

Для исходных настроек ПИД-регулятора ЛЧХ имеют следующие характеристики: $\omega_c<\omega_\pi$ – система устойчива; ω_c лежит на участке с наклоном -20 дБ/дек; запас устойчивости системы по фазе $\varphi_з = 51°$; $L_3 \to -\infty$ дБ, поскольку $\varphi_1(\omega)$ не пересекает прямую -180°. Видно, что единственное условие, которое не выполняется – в окрестностях частоты среза в пределах не менее 0,6 дек в обе стороны наклон ЛАХ должен составлять -20 дБ/дек. Для выполнения этого требования нужно уменьшить K_u.

Возьмем $K_u = 0,5$ тогда:

$K_n = 0,225;\ K_\partial = 0,0392.$

ЛЧХ при данных настройках регулятора показаны на рисунке 18 – кривые $L_2(\omega)$ и $\varphi_2(\omega)$ (PressureNew_2 на графиках Magnitude и Phase). Видно, что для ω_c все еще не обеспечивается расстояние 0,6 дек до точки перегиба.

Возьмем $K_u = 0,3$, тогда:

$K_n = 0,135;\ K_\partial = 0,02352.$

ЛЧХ для данных настроек представлены на рисунке 18 кривыми $L_3(\omega)$ и $\varphi_3(\omega)$ (PressureNew_3 на графиках Magnitude и Phase). В данном случае выполняются все требования для получения оптимального, с точки зрения качества, переходного процесса.

Переходные процессы для всех принятых настроек регулятора представлены на рисунке 20.

Оценку качества настроенной системы производим по графику переходного процесса и по логарифмическим характеристикам (кривые $L_3(\omega)$ и $\varphi_3(\omega)$ на рисунке 20).

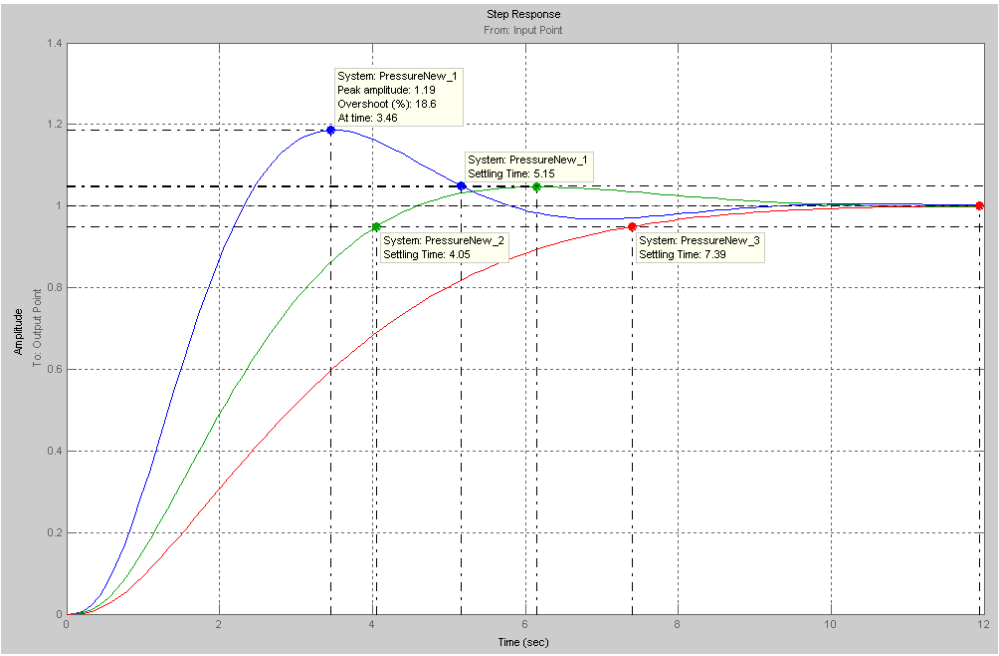


Рис. 20 - Переходные процессы для всех принятых настроек регулятора

Время регулирования t_{nn} находим по графику переходного процесса (рисунке 20 кривая PressureNew_3): $t_{nn} = 7,39\ c$.

Запас устойчивости системы по фазе: $\varphi_3 = 64{,}7°$.

Запас устойчивости по амплитуде: $L_3 \to -\infty$ дБ.

IV. ПРОГРАММНО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

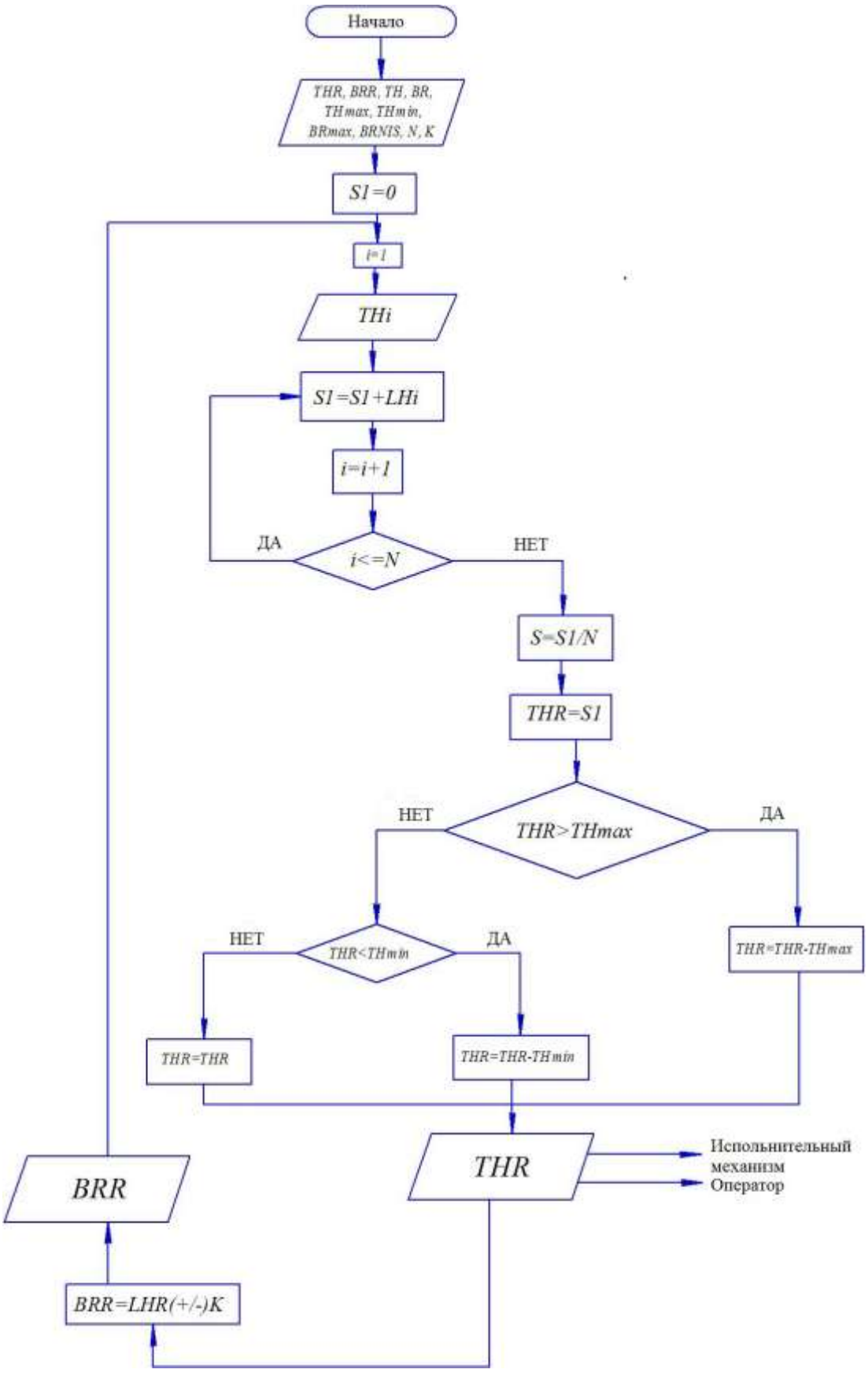
4.1. Разработка алгоритмов управления

Общий алгоритм управления дает представление о последовательности реализуемых действий, его особенность – наличие параллельных процессов. В начальном состоянии – программируемый контроллер выключен, АРМ оператора включена и работает под управлением ОС Windows XP. Следующие далее ветви параллельных процессов (учет независимости включения ПК и запуска ПО) описывают этапы инициализации системы. После включения ПК, выполняется подпрограмма его инициализации и, в случае неисправности выдается сообщение о сбое с остановкой процесса инициализации системы. При успешной инициализации, ПК переходит в режим готовности, ожидая установления связи с верхним уровнем. В случае успешного завершения теста и установления связи с ПК, на экран АРМ выводится признак готовности системы к работе – вывод главного экрана интерфейса оператора с основным меню. После этого система переходит в режим ожидания команды оператора. Введенную команду система распознает и при ее успешной идентификации выдает команду на загрузку соответствующей программы, иначе выводит сообщение оператору и ожидает следующей команды.

Рассмотрим более подробно предопределенный процесс автоматического режима атмосферной перегонки. В начале работы опрашивается датчик температуры вверху ректификационной колонны, если температура равна заданному значению, то система опрашивает следующий датчик, если же есть отклонения от заданной температуры, происходит ПИД-регулирование и выдача необходимого воздействия, после этого опрашивается датчик уровня колонны. Если значение удовлетворяет заданным параметрам, переход к следующему датчику, если же уровень принимает предельно максимальное или минимальное значение, происходит предаварийное оповещение, сигнализация

и останов насосов. При нормальном течении процесса, опрашиваются датчики температуры на выходе ХВК, если температура не соответствует заданным значениям, осуществляется ПИД-регулирование и вывод выходного воздействия на двигатели. Далее опрашивается датчик давления в емкости, если параметры не соответствуют установкам, осуществляется воздействие на запорно - регулирующие клапаны, при достижении максимального или минимального значения, срабатывает предаварийная сигнализация. Следующими опрашиваются датчики уровня и перепада уровня в емкости, если существуют отклонения от заданного уровня, осуществляется ПИД-регулирование и выдача выходного воздействия на соответствующие клапаны и двигатели моторов. При минимально допустимом уровне в емкости, срабатывает предаварийная сигнализация и останов насосов. При нормальном ходе процесса программа осуществляет следующий опрос датчиков по той же схеме.

На схеме алгоритмов изображена программа управления насосными агрегатами с опросом основных датчиков. Рассмотрим этот алгоритм подробнее. В начале программы происходит опрос датчика давления на выкиде насоса, если значение удовлетворяет необходимым параметрам происходит опрос следующего датчика, в противном случае выдается сигнализация. Следующим опрашивается датчик уровня в бачке затворной жидкости, если значение удовлетворяет заданному, переход к опросу следующего датчика, если нет, то выдача сигнализации по месту и в операторную и останов насоса при критически минимальном значении. Далее происходит опрос датчика температуры подшипников насоса. При достижении максимально значения выдается оповещение и останов насоса. При нормальном течении процесса программа осуществляет следующий опрос датчиков по той же схеме.



Алгоритм управления

4.2. Программное обеспечение. Структура проекта.

Стандартное программное обеспечение SIMATIC для создания программ, используемых в программируемых логических контроллерах, на языках программирования контактный план, функциональный план или список операторов для станций SIMATIC S7-300.

По выполняет следующие функции:

- сбор информации о теплотехнических параметрах и состоянии технологического оборудования;
- обработку информации, поступающей от датчиков технологических параметров, положение и состояние приводов исполнительных механизмов (ИМ);
- управление ИМ в автоматическом режиме, обеспечение выполнения технологических операций в соответствии с алгоритмом управления;
- автоматическое управление основными параметрами;
- дистанционное управление ИМ с пульта оператора;
- отображение текущих значений теплотехнических параметров, информации о режимах работы и состояния системы;
- аварийная защита, отключение, блокировка при возникновении аварийной ситуации;
- аварийную предупредительную сигнализацию (световую и звуковую).

Пакет программного обеспечения STEP 7 Lite используется для конфигурирования и программирования логических контроллеров SIMATIC семейств S7-300 и C7, а также станций ET 200M и ET 200S (отдельно-стоящих). В STEP 7 Lite создание решения автоматизации происходит в несколько этапов. На рисунке, приведенном ниже, показаны шаги, которые необходимо выполнить в большинстве проектов.

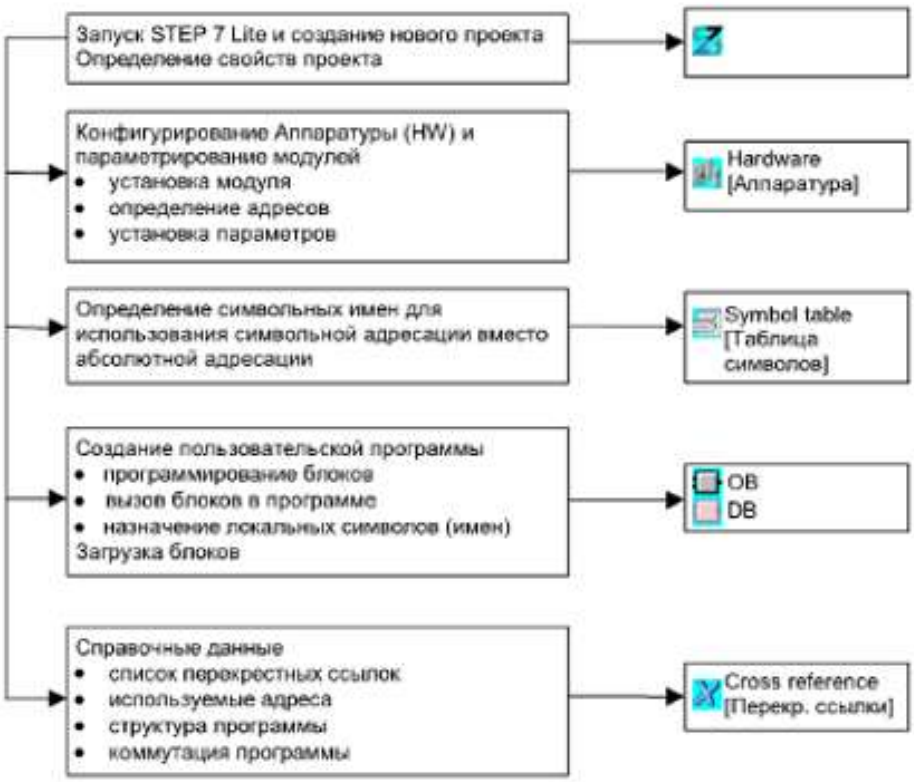


Рис. 21 - Структура проекта

Первым шагом является конфигурирование аппаратуры (рисунок 21).

Рабочая область конфигурирования программируемого контроллера состоит из следующих областей:

• Графическое изображение, в котором корзины с модулями изображены так как они выглядят в действительности.

• Таблица, представляющая отдельную корзину и содержащая дополнительную информацию о модулях (заказной номер, адреса).

• "Hardware Catalog [Каталог аппаратуры]", из которого можно выбирать необходимые аппаратные компоненты.

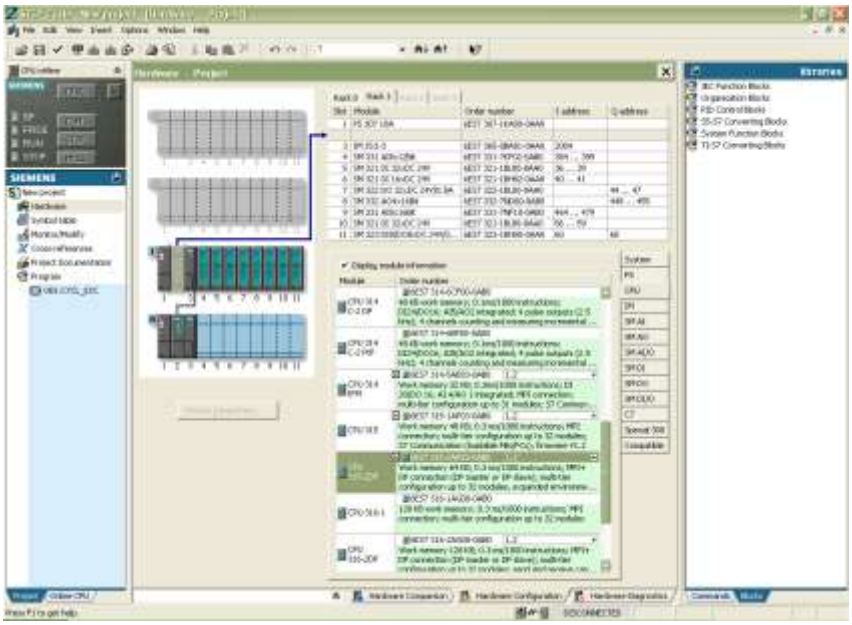


Рисунок 22 – Конфигурация аппаратуры

В программе STEP 7 Lite приходится работать с адресами сигналов ввода / вывода, битов памяти, счетчиков, таймеров, блоков данных и функциональных блоков. Можно обратиться к этим адресам, используя абсолютное значение адреса. Однако программу будет значительно легче читать, если будут пользованы символьные обозначения адресов. Для этого необходимо создать таблицу символов (рисунок 23).

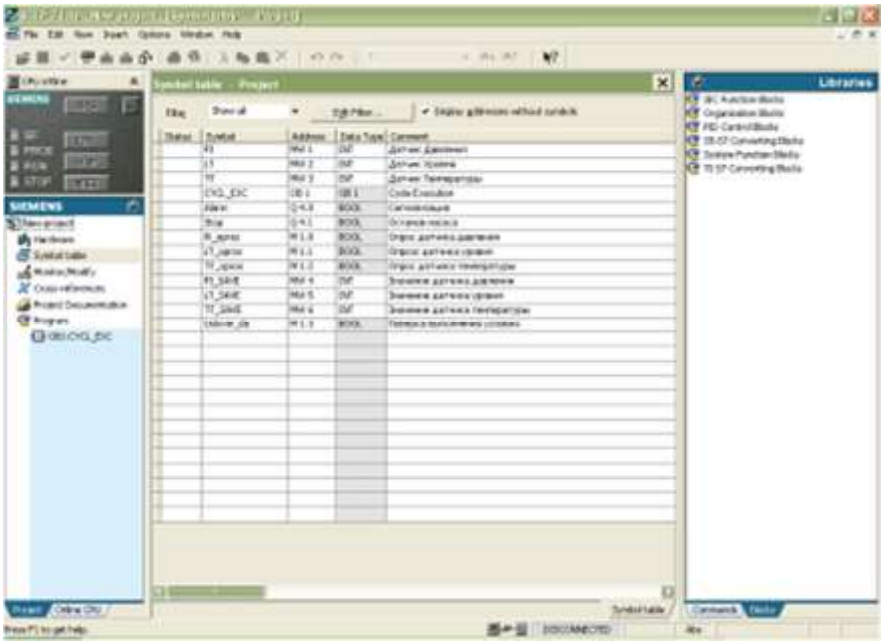


Рис. 23 - Таблица символов

Третьим шагом является создание программы управления. Для этого необходимо выбрать язык программирования.

Языки программирования:

Языки программирования SIMATIC, используемые в STEP 7 Lite, соответствуют стандарту DIN EN 6.1131-3.

• LAD (Ladder Logic [Контактный план]) - это графический язык программирования. Синтаксис команд похож на синтаксис коммутационной схемы. LAD позволяет следить за сигналом при его прохождении через различные контакты, составные элементы и выходные катушки.

• STL (Statement List [Список операторов]) – это текстовый, машинно-ориентированный язык программирования. Если программа написана на STL, то отдельные команды, в большинстве случаев, соответствуют шагам, которые ЦПУ выполняет при обработке программы. Чтобы облегчить программирование в STL включены некоторые конструкции языков программирования высокого уровня (такие как доступ к структурированным данным и параметры блоков).

• FBD (Function Block Diagram [Функциональный план]) - это графический язык программирования, использующий для представления логики элементы булевой алгебры. Кроме того, возможно использование сложных функций (такие как, математические функции) вместе с логическими блоками.

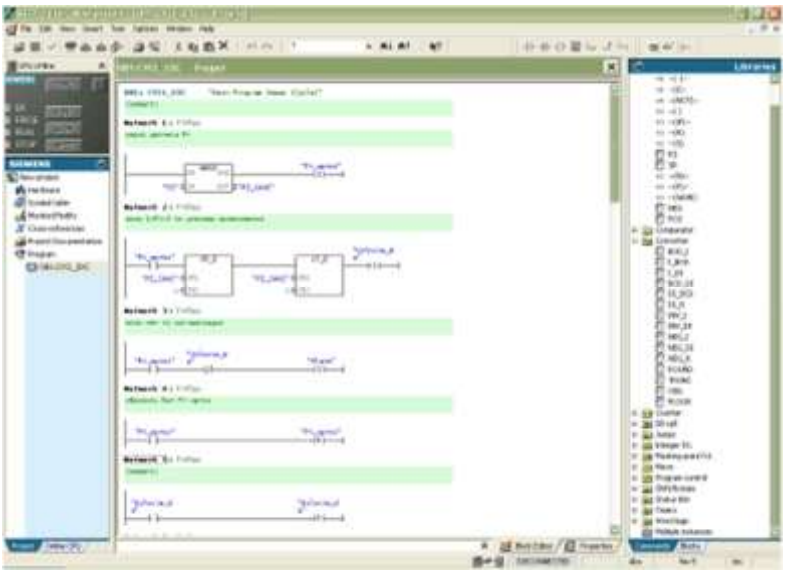


Рис. 24 – Управляющая программа на языке LAD

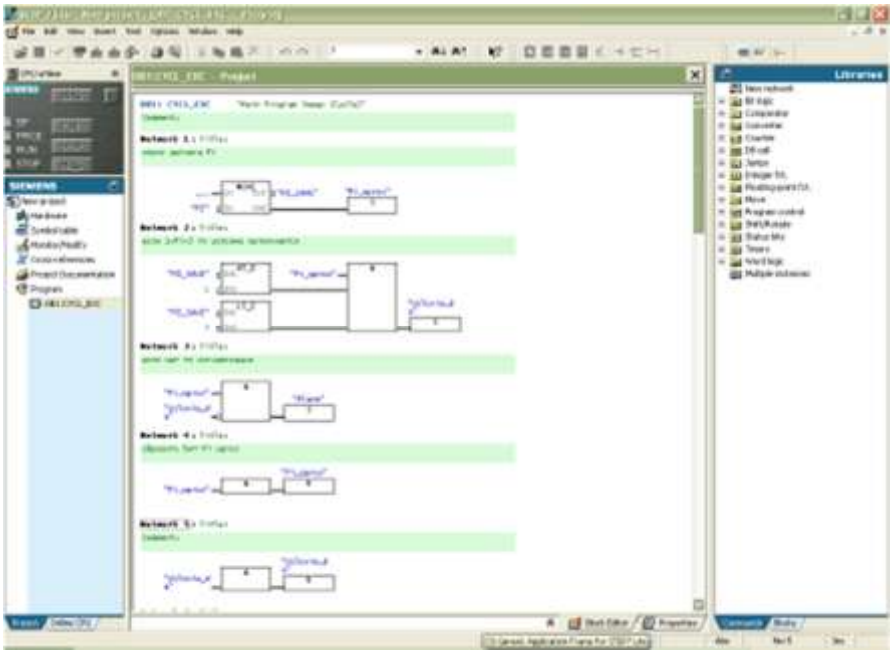


Рис. 25 – Управляющая программа на языке FBD

Циклическая обработка программы является стандартным режимом для программируемого логического контроллера. Операционная система периодически вызывает OB1, и с этого вызова начинается циклическое исполнение программы пользователя. Чтобы в ЦПУ во время циклической обработки программы находился непротиворечивый образ сигналов процесса, ЦПУ обращается не непосредственно к адресным областям входов (I) и выходов (Q) модулей ввода - вывода, а к внутренней области памяти ЦПУ, которая содержит отображение входов и выходов процесса.

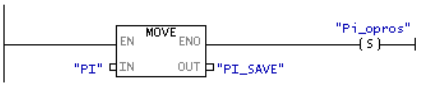
В диссертационном работе была разработана часть управляющей программы управления насосными агрегатами. Программа соответствует алгоритму управления, исходный код программы на языке LAD приведен на рисунке 26.

OB1: CYCL_EXC "Main Program Sweep (Cycle)"

Comment:

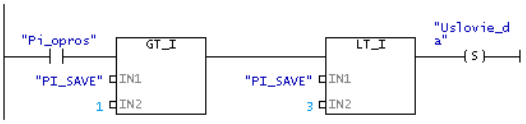
Network 1 : Title:

опрос датчика Pi



Network 2 : Title:

если 1<Pi<3 то условие выполняется



Network 3 : Title:

если нет то сигнализация



Network 4 : Title:

сбросить бит Pi opros



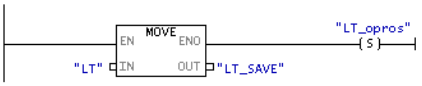
Network 5 : Title:

Comment:



Network 6 : Title:

опрос датчика LT



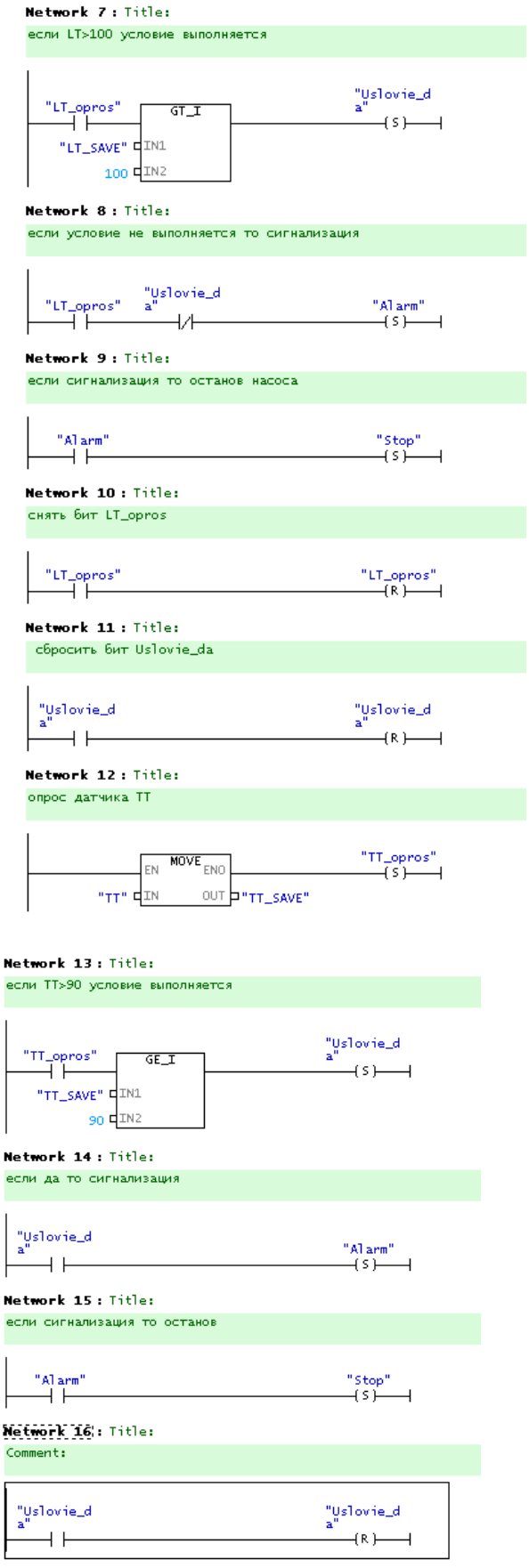


Рис. 26 – управляющая программа на языке LAD

4.3. Обзор существующих SCADA-систем.

В настоящее время большое распространение при создании программно-технических комплексов получили пакеты программ визуализации измерительной информации на дисплейных пультах операторов, называемых конфигураторами пультов оператора, или SCADA-программами. SCADA - это аббревиатура термина Supervisory Control And Data Acquisition - диспетчерское управление и сбор данных. В последнее время эти системы имеют более точное название: MMI/SCADA, где MMI (Man Machine Interface) определяет наличие человеко-машинного интерфейса. Эти пакеты позволяют создавать полное высококачественное программное обеспечение пультов оператора, реализуемых на различных разновидностях персональных компьютеров и рабочих станций компьютерных сетей.

Основные функции SCADA-программ в части разработки дисплейного пульта (инструментальный комплекс SCADA) и в части работы пульта в реальном масштабе времени (исполнительный комплекс SCADA) следующие:

• сбор текущей информации от контроллеров или других приборов и устройств, связанных непосредственно или через сеть с пультом оператора (в том числе на основе стандартных протоколов DDE, OPC);

• первичная (вычислительная и логическая) обработка измерительной информации;

• архивирование и хранение текущей информации и ее дальнейшая необходимая обработка;

• представление текущей и исторической информации на дисплее (реализация анимированных мнемосхем, гистограмм, анимационных изображений, таблиц, графиков, трендов);

• выделение аварийных и предаварийных ситуаций с автоматической генерацией сигналов тревоги;

• ввод и передача команд и сообщений оператора в контроллеры и другие устройства системы;

• регистрация всех действий оператора (ручной запуск процесса,

аварийный останов, изменение настроечных параметров системы);

• регистрация всех ошибок и событий внутри системы управления (аппаратные тревоги, ошибки работы сети);

• защита от несанкционированного доступа и предоставление различных прав пользователям во время работы с системой;

• печать отчетов и протоколов произвольной формы в заданные моменты времени, представление и запись аварийных ситуаций в моменты их возникновения;

• решение прикладных программ пользователя и их взаимосвязь с текущей измеряемой информацией и управленческими решениями;

• информационные связи с серверами и другими рабочими станциями через разные сетевые структуры.

SCADA – система Genesis32

Для подключения оборудования предусмотрена поддержка интерфейса OPC. Большинство производителей предлагают OPC-сервера для своих контроллеров. Встроенных драйверов нет. Для подключения собственных устройств предлагается конструктор OPC-серверов - ПО, облегчающее создание OPC-сервера.

Специальных средств реализации реального времени нет. Пропускная способность OPC-сервера сильно зависит от конфигурации системы и может составлять от 1000 до 60000 элементов в секунду. В пакете есть компонент для управления технологическими процессами с операторского компьютера.

Модуль ControlWorx поддерживает все языки стандарта IEC1131

Система состоит из следующих основных модулей:

GraphWorX32 – средство визуализации контролируемых технологических параметров и оперативного диспетчерского управления на верхнем уровне АСУТП.

TrendWorX32 – средство накопления и представления текущих данных в виде графических зависимостей от времени.

AlarmWorX32 – набор программных компонентов для обнаружения аварийных событий, оповещения оперативного персонала, приема подтверждений восприятия информации об аварийных событиях и регистрации информации об авариях в базе данных.

DataWorX32 – OPC – сервер, предназначенный для организации единого моста между множеством клиентских и серверных компонентов системы.

Ограничивается только кол-во точек ввода-вывода (одновременно считываемых из OPC-сервера в конкретный момент времени). Ограничивается с помощью лицензии. Есть варианты лицензий на 75, 150, 300, 500, 1500 точек и лицензия без ограничений. Все остальные ограничения зависят от производительности компьютера.

InTouch компании Wonderware

Программный комплекс InTouch компании Wonderware предназначен для разработки систем автоматизации промышленных предприятий, охватывающих все уровни производства - от управления технологическими процессами до управления производством.

На сегодняшний день InTouch - это один из широко признанных программных пакетов класса MMI для промышленной автоматизации, общее число его установок по всему миру превышает 30 тысяч. Пакет разрабатывался как инструмент для самой распространенной в мире программно-аппаратной платформы - PC-совместимого компьютера с операционной средой DOS/WINDOWS. Однако сегодня фирма Wonderware, тщательно отслеживая тенденции развития рынка PC-совместимых персональных компьютеров и программного обеспечения для них, предлагает следующее поколение пакета - InTouch для WINDOWS 95 и InTouch для WINDOWS/NT. Таким образом, можно надеяться, что в распоряжении разработчиков, создающих системы промышленной автоматизации на базе InTouch и самой распространенной и дешевой программно-аппаратной платформы, всегда будут самые современные базовые средства.

В InTouch различают несколько типов скриптов:

Application Scripts (скрипты уровня приложения) относятся ко всему приложению и используются для запуска других приложений, имитации технологических процессов, вычисления значений переменных и т.д.

Window Scripts (скрипты уровня окна) связываются с конкретным окном.

Key Scripts (клавишные скрипты) привязываются к какой-либо клавише или комбинации клавиш клавиатуры. Это может быть полезным при создании каких-либо глобальных для всего приложения функций (возврат в главное окно, окончание сеанса работы с приложением и т. д.).

Touch Pushbutton Action Scripts (скрипты, запускаемые кнопками) очень похожи на клавишные скрипты и связываются с объектами, которые будут использоваться в качестве исполнительных кнопок. Эти скрипты запускаются при каждом нажатии на объект-кнопку.

Condition Scripts (скрипты по изменению логического выражения) связываются с логической переменной или выражением, которое будет принимать значения либо "истина", либо "ложь". Логические скрипты могут содержать в себе и аналоговые переменные.

Data Change Scripts (скрипты по изменению данных) связываются либо с переменной, либо с полем переменной. Эти скрипты исполняются только один раз, когда значение переменной либо поля меняется на величину, превышающую значение допуска, заданного в словаре переменных.

ActiveX Event (скрипты событий ActiveX) предназначены для поддержки механизма реакции на события в ActiveX - объектах. С каждым событием может быть связан один скрипт типа ActiveX Event, запускающийся в WindowViewer во время исполнения приложения.

Quick Function - скрипты, которые могут вызываться из других скриптов и использоваться в выражениях при определении динамических свойств объектов.

SCADA – система Trace Mode 5

Поддерживаются 1426 устройств по протоколам OPC, DDE, HART, ProfiBus, ModBus и другим.

Возможность работы в режиме реального времени

Монитор реального времени (MPB) - это мощный сервер реального времени - основной элемент распределенной АСУ ТРЕЙС МОУД. Предназначен для сбора данных с УСО через встроенные и пользовательские драйверы, OPC и DDE клиенты, математической обработки, осуществления непосредственного цифрового и супервизорного управления, генерирования алармов, ведения отчета тревог, визуализации техпроцесса на мнемосхемах, осуществления сетевого обмена с другими узлами проекта, поддержки обмена с клиентскими модулями ТРЕЙС МОУД через DCOM, обмена данными с независимыми приложениями через OPC и DDE серверы, а также для осуществления информационного обмена с внешними базами данных.

Минимальное время реакции монитора реального времени составляет 0,001 с. Архитектура ТРЕЙС МОУД обеспечивает высочайшую производительность в реальном времени.

MPB способен принимать данные через 32 последовательных порта. На его базе возможно создавать системы, работающие в режиме горячего резервирования. Для MPB существуют драйверы к более чем 300 контроллерам и УСО наиболее используемых в АСУТП России. Драйверы к наиболее популярным контроллерам встроены в MPB.

По числу поддерживаемых протоколов контроллеров и УСО, реально использующихся в АСУТП России и СНГ, ТРЕЙС МОУД значительно опережает другие SCADA-системы.

MPB имеет модульную структуру на 128/1024/32000x16/64000x16 каналов, теги неограниченны.

Система разработчика включает в себя следующие компоненты:

1. Редактор базы каналов (РБК) - инструмент разработки распределенной базы данных реального времени. В РБК создаются узлы проекта - операторские станции и контроллеры, производится настройка на платы ввода/вывода и контроллеры (DLL, DDE, OPC), задаются технологические границы и алармы, производится визуальное программирование алгоритмов управления на языках Techno FBD и Techno IL (IEC 1131-3), программируются функции резервирования, настраивается сетевой обмен, связь с базами данных и приложениями, создается система архивирования данных. РБК производит автоматическое генерирование отчетной документации по проекту АСУТП. Поддерживаются технологии автопостроения проекта.

2. Редактор представления данных (РПД) - инструмент разработки экранных форм операторского интерфейса. В РПД для каждого узла проекта создаются графические экраны, формируется статичные мнемосхемы процесса, осуществляется их динамизация путем векторной и AVI-анимации. Создаются виртуальные органы управления, тренды реального времени и исторические, формируются отчеты тревог. Осуществляется встраивание ActiveX - компонентов.

3. Редактор шаблонов (РШ) - инструмент разработки шаблонов и сценариев формирования документации о ходе технологического процесса. В РШ можно создать статичную основу отчетного документа, установить ссылки на каналы и тренды в серверах реального времени, написать сценарии автоматического формирования отчетной документации о проекте.

4.4. Анализ и выбор среды разработки интерфейса оператора

Описание графического интерфейса оператора

В данной главе были рассмотрены наиболее популярные среды разработки графического интерфейса для оператора. Все они имеют схожие функции и характеристики. Различаются они прежде всего ценой и

поддерживаемым оборудованием. В связи с этим я выбрала систему Wonderware InTouch.

Основные отличия пакета InTouch по сравнению с другими программными продуктами:

- Надежность и устойчивость в работе - 9 лет разработки и эксплуатации более чем 150000 установленных систем на промышленных объектах.
- Простота использования и неограниченные возможности для разработчика (любое число мнемосхем, неограниченная сложность алгоритмов.).
- Использование стандартных протоколов обмена данными (DDE, OPC, TCP/IP и др.).
- Высокая скорость работы благодаря механизму, динамически регулирующему скорость опроса входных сигналов (опрос происходит только при изменении значения контролируемого параметра).
- Архитектура клиент-сервер для эффективной работы в сети. База данных ведется только на сервере, нет необходимости копировать ее на клиентские станции.
- Открытость - можно добавлять и использовать готовые компоненты других фирм вследствие поддержки технологий ActiveX и OPC.
- Интеграция с другими программными пакетами фирмы Wonderware и простой обмен данными с популярными программными пакетами для Windows - Microsoft Excel, Microsoft Access, Microsoft Visual Basic и др.
- Самое большое число готовых серверов ввода-вывода - более 600.
- Возможность создания библиотек алгоритмов.
- Истинно многозадачный режим функционирования (многопоточное выполнение пользовательских алгоритмов).
- Возможность работы с более чем 120000 сигналов и параметров.
- Автоматический контроль качества сигналов, поступающих с датчиков и контроллеров.

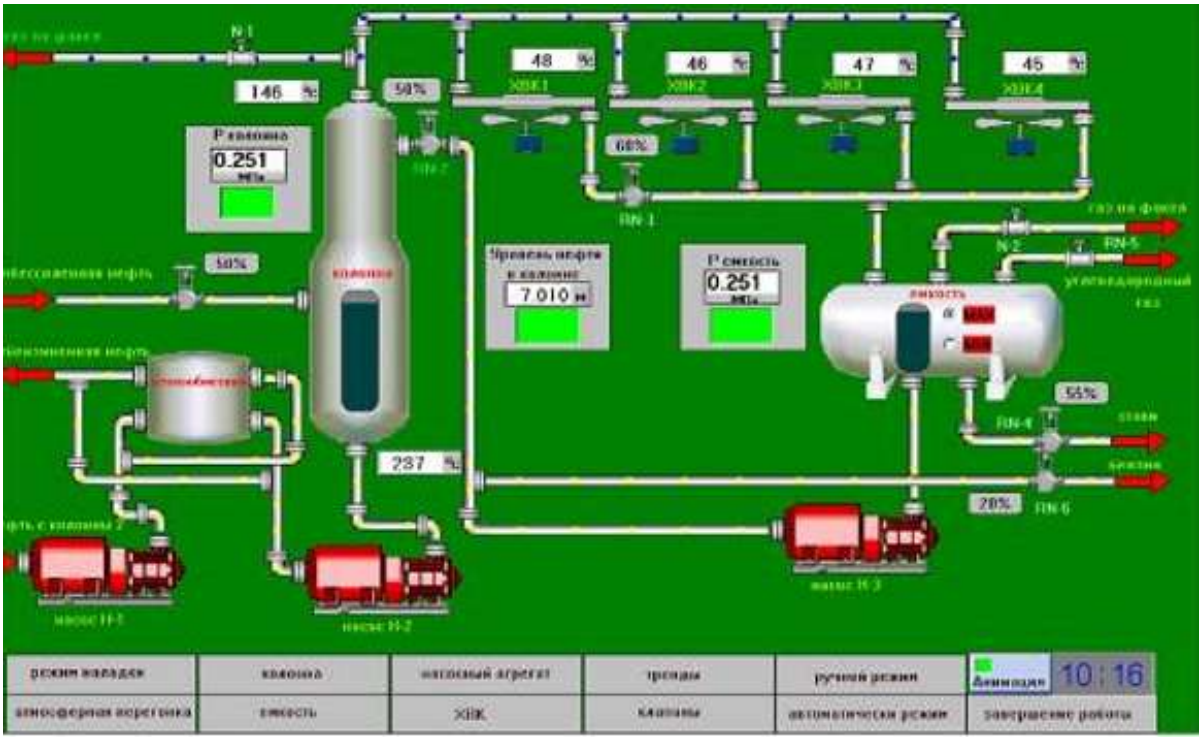
- Работа как сервис Windows NT - функционирование программы не нарушается процессом регистрации пользователя в операционной системе.

- Распределенная система отслеживания и регистрации аварийных ситуаций одновременно поддерживает множество серверов ("провайдеров") аварийных ситуаций, что дает возможность операторам видеть информацию об авариях во многих удаленных местах синхронно.

Описание графического интерфейса оператора.

Главный экран дает оператору представление о состоянии и ходе техпроцесса атмосферной перегонки нефти. На главном экране показаны:

- основное технологическое оборудование: колонна отбензиневания, от парная емкость, теплообменник, воздушные конденсаторы холодильники;



- исполнительные механизмы, задействованные при атмосферной перегонке: сырьевые насосы, основные регулирующие клапаны и задвижки;

- трубопроводы, связывающие технологическое оборудование и исполнительные механизмы;

- основные контролируемые и регулируемые параметры техпроцесса: температура жидкости по ходу техпроцесса; подача охлаждающего острого

орошения в колонну, сброс газа при превышении давления; уровни в колонне, емкости и пр.;

- индикация состояния исполнительных механизмов: для насосов – надписи «вкл», «выкл»; для регулирующих и отсечных клапанов – открытие клапана в процентном соотношении.

Отметим, что каждый объект управления представленный на экране может быть вызван на панель управления для получения более детальной информации, например, значений регламентированных и аварийных границ параметра, состояния блокировки, значение установки. Для этого оператору достаточно нажать на кнопку, расположенную рядом с интересующим его объектом, либо непосредственно на сам объект.

Взаимодействие оператора с системой отображения организовано с помощью мыши и функциональной клавиатуры.

Поскольку на одном экране невозможно показать все параметры, характеризующие ход техпроцесса, все оборудование и исполнительные механизмы, отразить все нюансы (потеряется наглядность отображения техпроцесса) – наряду с общим, используются и более подробные экраны, отражающие некоторую часть техпроцесса. Переход с общего экрана на частные осуществляется через меню выбора экрана, расположенное в правой части (справедливо для любого экрана). Всего имеется 5 частных экранов:

- экран «ХВК»: раскрывает процесс охлаждения газопродуктовой смеси в воздушном конденсаторе холодильнике – отображены входная и выходные температуры (рисунок 27);



Рис. 27 - Экран «ХВК»

- экран «Емкость»: показывает процесс проходящий в от парной емкости- отображены все параметры, характеризующие работу с возможностью просмотра значений, установленных для предупредительных и предельных уровней. На рисунке 28 изображено окно датчика давления в емкости;



Рис. 28 – Значения давления в емкости

- экран «Колонна»: отражает процесс ректификации в колонне, значения уровня, давления, температуры. На рисунке 29 мы можем видеть экран датчика уровня в емкости с подробным описанием текущих параметров и установок;



Рис. 29 – Информация об уровне в колонне

- экран «Насосный агрегат»: дает полную информацию о состоянии используемых насосов, можно вызвать панели управления по каждому насосу для получения детальной информации (рисунок 30);

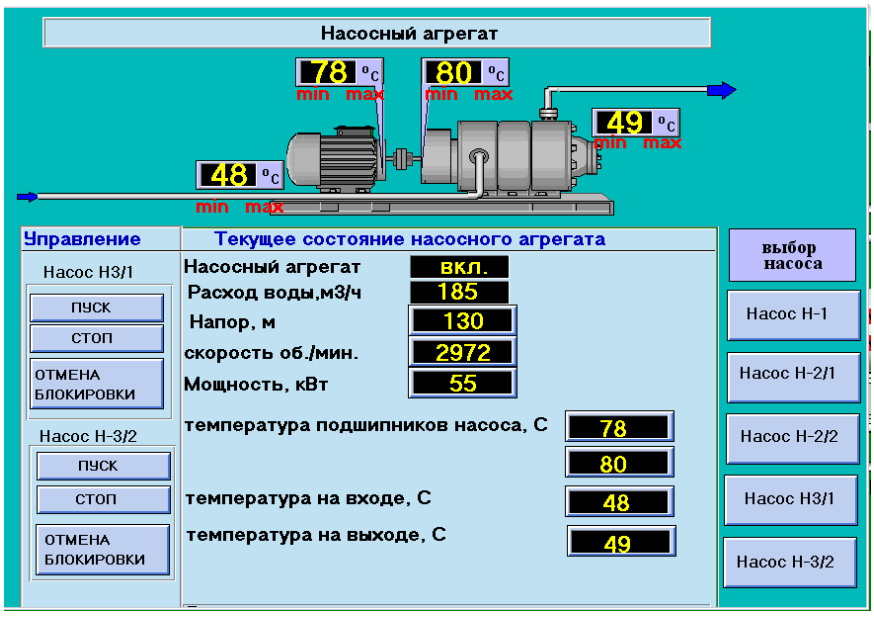


Рис. 30 – экран «Насосный агрегат»

- экраны «Клапаны»: дают сводку по всем используемым в системе клапанам – отображаются состояния клапанов с возможностью вызова панели управления по каждому клапану для получения более детальной информации.

При нажатии на датчик можно также получить более детальную информацию, значение установки, минимального и максимального значений, текущего значения.

Меню режима и выбора, расположенное в нижней части, позволяет получить сводную информацию по текущему режиму работы блока. В данном меню активным является только один элемент, соответствующий текущему режиму работы блока, остальные заблокированы, с целью предотвращения получения недостоверной информации. При нажатии на активную кнопку режима выводится панель, предоставляющая детальный обзор по рабочему режиму (режим работы, входные параметры, сводка по этапам процесса и запущенным командам, информация о пользователях и пр.), возможность выхода на общий экран установки и ряд других возможностей.

ВЫВОДЫ

В ходе подготовки монографии разработана автоматизированная система управления процессом атмосферной перегонки нефти, что позволило сделать следующие выводы:

1. Рассмотрены основные принципы и допущения, положенные в основ системного анализа многостадийных процессов первичной перегонки нефти.

2. Разработана методика системного анализа многостадийного процесса первичной переработки нефти как сложного технического объекта управления и оптимизации, позволяющая на основе построения системных интегральных оценок относительной эффективности локальных контуров регулирования выявить неэффективно управляемые технологические параметры и оптимизировать соответствующие многосвязные системы управления.

3. Для оценки сравнительной эффективности локальных САР был применен диаграммный метод многокритериального оценивания, который позволил установить формализованные (количественные) относительные оценки соответствия существующих САР действующим нормативным документам и требованиям, выбранным системным критериям

технологической эффективности, промышленной и экологической безопасности, ресурсосбережения и энергоэффективности.

4. Полученные в результате системного анализа количественные оценки позволяют разработать рекомендации по повышению уровня автоматизации и эффективности технологического управления; оптимизации по системным критериям структуры и параметров многосвязных систем управления технологическими процессами с целью повышения эффективности производственного процесса при одновременной минимизации затрат материальных ресурсов и энергии.

5. Разработанные методики были апробированы при решении задачи системного анализа процесса первичной переработки нефти на установке АВТ. При этом применена контроллер ОВЕН ТРМ-138.

6. Была произведена настройка контура регулирования температуры в верху колонны отбензиневания, с результатами: вид переходного процесса – апериодический; время переходного процесса 7,39 с; запас устойчивости по фазе 64,7°. Для такого процесса величина перерегулирования равна нулю.Для полученной системы имеем превышение данных значений, что означает лишь недоиспользование свойств системы. Таким образом, считаем, что система удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к устойчивости и быстродействию.

7. Внедрение АСУ процессом атмосферной перегонки нефти позволило:

- расширить функции автоматизированного контроля и управления;
- повысить надежность функционирования системы противоаварийной защиты;
- повысить качество управления технологическим процессом;
- сократить количество и время локализации аварийных ситуаций и отказов оборудования.

8. Изучена новая методика оценки уровня автоматизации и эффективности управления процессом первичной переработки нефти, регламентирующая алгоритмы получения, сортировки, обработки и анализа

информации согласно сформулированным требованиям к форме представления исходных данных и результатам анализа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Yusupbekov N.R., Muhamedov B.I., G'ulomov Sh.M. Texnologik jarayonlarni nazorat qilish va avtomatlashtirish. Toshkent.: "O`qituvchi", 2011.-576 b.

2. Алексеев В.М. Тихомиров В.М., Фомин С.В. Оптимальное управление. М.: Наука, 1979.

3. Анализ и синтез химико-технологических систем: [Учеб.] / В.В. Кафаров, В.П. Мешалкин - М.: Химия, 1991. - 432 с.: ил. - ISBN 5-7245-0366 (в пер.).

4. Антонов А.В. Системный анализ. М.: Высшая школа, 2004. - 454 с. ISBN: 5-06-004862-4.

5. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов. Уфа: Гилем, 2002. 672 с.

6. Афиногентов А.А., Плешивцева Ю.Э., Сетин С.П., Снопков А.С. Структурнопараметрический синтез многоконтурной системы автоматического управления технологическим процессом первичной переработки нефти //

Вестник Самарского государственного технического университета. Сер. Технические науки. 2013. 40, №4. С. 169-180.

7. Афиногентов А.А., Плешивцева Ю.Э., Сетин С.П., Тычинина Ю.А. Структурно параметрический синтез многоконтурной системы автоматического регулирования процесса первичной переработки нефти с объектом регулирования с транспортным запаздыванием // Вестник Самарского государственного технического ун -та. Сер. Технические науки. 2014. 44, №4. С. 160-169.

8. Волин Ю.М., Островский Г.М. Оптимизация технологических процессов в условиях частичной неопределенности исходной информации // Автоматика и телемеханика. 1995. №12.

9. ГОСТ 24.104-85 ЕСС АСУ. Автоматизированные системы управления. Общие требования.

10. ГОСТ 34.201-89 ИТ. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.

11. ГОСТ 34.601-90 ЕСС АСУ. Автоматизированные системы. Стадии создания.

12. ГОСТ 34.602-89 ИТ. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы.

13. Диагностика и надежность автоматизированных систем [Текст]: учеб. / Б.М.Бржозовский, А.А.Игнатьев, В.В.Мартынов, А.Г.Схиртладзе. - Старый Оскол: ТНТ, 2006. - 379 с.: схем., граф.,табл. - ISBN 5-94178-116-4 (в пер.).

14. Дозорцев В.М., Кнеллер Д.В. АРС – усовершенствованное управление технологическими процессами // Датчики и системы. – 2005. - №10. – С. 56-62.

15. Дорф Р., Бишоп Р. Современные системы управления, пер. с англ. Б.И. Копылова, М.: Лаборатория Базовых Знаний, 2002.

16. Егоров А.А., Сетин С.П., Шендрик С.Н. Разработка алгоритма обследования автоматизированных систем управления технологическим процессом переработки нефти на установках АВТ// Труды VIII

Международного форума по проблемам науки, техники и образования, г. Москва. – Т.1 – 2013. – С.124-125.

17. Захаркин М.А., Кнеллер Д.В. Применение методов и средств усовершенствованного управления технологическими процессами (APC)// Датчики и Системы. - 2010. - №10. - С. 57-71.

18. Иванов В.А., Медведев В.С., Чемоданов Б.К., Ющенко А.С. Математические основы теории автоматического управления. Том 1//Изд-во: МГТУ имени Н.Э. Баумана, 2006 в 3-х томах.

19. Ицкович Э.Л. Интеллектуальность средств и систем автоматизации// Автоматизация в промышленности. № 6.

20. Ицкович Э.Л. Методы рациональной автоматизации производства. М.: Инфра -Инженерия, 2009.

21. Ицкович Э.Л. Современные беспроводные сети связи в системах автоматизации на промышленных предприятиях//Датчики и системы. 2008. № 6.

22. Казиев В.М. Введение в анализ, синтез и моделирование систем. Изд - во ИУИТ, 2007. – 248 с.

23. Комплексный аудит качества управления процессом разделения нефти на установках АВТ. Разработка рекомендаций по типовым проектным решениям локальных систем регулирования технологического режима установок АВТ// ОАО «СвНИИНП», Отчет НИР, 2010.

24. Кривоножко В.Е., Пропой А.И., Сеньков Р.В., Родченков И.В., Анохин П.М. Анализ эффективности функционирования сложных систем. Автоматизация проектирования. 1999. №1.

25. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учебное пособие для вузов. 2-е изд. – М.: Химия, 2001. - 568 с.

26. Плешивцева Ю.Э., Деревянов М.Ю., Сетин С.П. Системный анализ качества управления процессом первичной переработки нефти. Журнал «Нефтяное хозяйство». 2014. № 8.

27. Расклад сил на мировом рынке нефти, 2016. – URL: http://www.mirnefti.ru/index.php?id=3

28. Бутковский А.Г. Методы управления системами с распределенными параметрами. М.: Наука, 1975.

29. Интернет сайты

www.siemens.com / page of products company Siemens

http://www2.emersonprocess.com/ page of products company Metran

www.arduino.com / page of Arduino

www.ziyonet.uz ta’lim portal

www.znakka4estva.ru

www.wikipedia.org

ISBN 978-9943-6979-7-3



Издательство “УМИД”