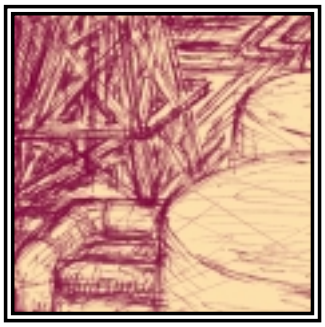


Модернизация АСУ ТП магистральных нефтепроводов

Евгений Золотухин, Эдуард Михальцов, Александр Старшинов, Валерий Стратула, Геннадий Чейдо

Рассматривается опыт разработки и реализации АСУ ТП магистральных нефтепроводов Урайского управления АО «Сибнефтепровод».

Введение

Транспортировка нефти от места добычи к потребителю является одним из основных источников доходной части бюджета России. Вместе с тем магистральные нефтепроводы являются объектом повышенной опасности и имеют специфические условия эксплуатации из-за их большой протяжённости и, как следствие, удалённости от центра управления. Большая часть магистральных нефтепроводов проложена в Сибири, как правило, в безлюдных, малодоступных и суровых по климатическим условиям районах. Поэтому высокая надёжность выполнения заданных режимов работы системы транспортировки, эксплуатация её минимальным разъездным персоналом, способность из центрального пункта наблюдать за основными технологическими параметрами трубопроводов, управлять ими и в случае необходимости предотвращать или уменьшать последствия аварийных ситуаций являются основными требованиями при создании системы управления.

Существующая АСУ ТП перекачки нефти по нефтепроводам в Урайском управлении магистральных нефтепроводов (УМН) АО «Сибнефтепровод» не удовлетворяла большинству современных требований к функционированию системы, техническому и программному обеспечению. Технические и программные средства АСУ ТП морально устарели (система была построена на базе оборудования телемеханики ТМ-120 и работала под управлением ЭВМ СМ-2М), сопровождение системы



Так начинается жизнь магистрального нефтепровода



И так она может закончиться, если за нефтепроводом должным образом не следить

Фото предоставлено редакцией журнала «Нефть и капитал»

(C) 1997 СТА Тел.: (095) 234-0635 Факс: (095) 330-3650 http://www.cta.ru

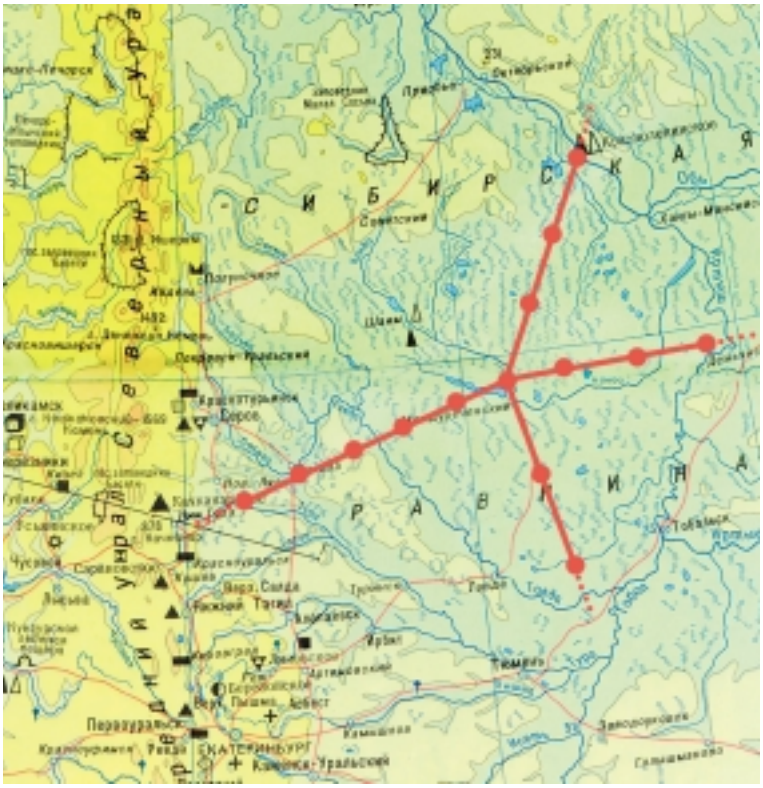


Рис. 1. Зона обслуживания нефтепроводов Урайского УМН



Нефтеперекачивающая станция



Нефтехранилище

практически было невозможным из-за физического и морального износа.

В 1995 году по заказу Урайского УМН Конструкторско-технологический институт вычислительной техники Сибирского отделения Российской Академии наук (КТИ ВТ СО РАН) начал работы по проектированию и выполнению модернизации существующей АСУ ТП в соответствии с современными требованиями. Главное из этих требований — обеспечение надежности на основе постоянного распределенного контроля целостности нефтепроводов. Принятая архитектура системы обусловлена именно этим критерием. Сказанное относится в первую очередь к линейным участкам нефтепроводов, где устанавливаются интеллектуальные контроллеры, выполняющие непрерывный анализ трендов давлений и других технологических параметров, на результатах которого строится решение диагностических задач. В случае необходимости локальные результаты передаются на процессовую станцию линейного участка, где анализируется ситуация на данном участке, или далее, на районный диспетчерский пункт (РДП) для более обобщенного анализа ситуации.

Зона обслуживания нефтепроводов Урайского УМН расположена на обширной территории, простирающейся на расстояния около 525 км с запада на восток и 500 км с севера на юг (рис. 1). Реконструируемая АСУ ТП «Урай» взаимодействует с 14 нефтеперекачивающими станциями (НПС) Урайского управления и двумя НПС смежных управлений.

На линейных участках нефтепроводов между двумя соседними НПС расположено от пяти до восьми контролируемых пунктов (КП) системы телемеханики линейных участков. АСУ ТП «Урай» на Востоке взаимодействует с АСУ ТП «Сургут», которая контролирует участок нефтепроводов Ильичевка-Катыш.

Основными объектами автоматизации АСУ ТП Урайского УМН являются электротехническое и насосно-транспортное оборудование нефтеперекачивающих станций и оборудование линейных участков.

Электротехническое оборудование включает следующие функциональные подсистемы:

- электроснабжение НПС;
- распределение электроэнергии 10 кВ;
- распределение электроэнергии 0,4 кВ;
- электропривод 10 кВ;
- электропривод 0,4 кВ;
- система аварийного питания;
- релейная защита и автоматика;
- собственные нужды.

Насосно-транспортное оборудование НПС состоит из следующих функциональных подсистем:

- магистральный агрегат;
- подпорный агрегат;
- общестанционная защита и сигнализация;
- вспомогательные системы;
- задвижки узла подключения НПС к нефтепроводу;
- оборудование линейных участков нефтепроводов.

Основные задачи, решаемые в рамках АСУ ТП магистрального нефтепровода:

- обеспечение технического и оперативного персонала актуальной информацией о работе оборудования НПС и нефтепроводов;
- ускорение анализа причин возникновения аварийных ситуаций, и, как следствие этого, сокращение срока ликвидации аварий;
- централизация управления электроснабжением и технологическими процессами перекачки нефти из районного диспетчерского пункта (РДП);
- автоматизированный вывод нефтепровода на заданный режим;
- удержание на минимально возможных режимах;
- решение задач диагностики целостности нефтепровода для минимизации потерь нефти и загрязнения окружающей среды;
- обеспечение режима опережения волны давления, возникающего при аварийных отключениях магистральных насосов;
- рациональное использование электроэнергии;
- повышение эффективности эксплуатации электрооборудования;
- сокращение численности дежурного персонала на НПС и повышение эф-

(C) 1997 СТА Тел.: (095) 234-0635 Факс: (095) 330-3650 http://www.cta.ru

фективности работы управленческого персонала районного диспетчерского пункта (РДП);
- оперативный учет нефти;
- обеспечение оперативного персонала и служб Урайского УМН массивами данных для анализа работы оборудования, ведения документации;
- архивирование данных, просмотр информации из архива.

Архитектура системы

Описываемая система состоит из трех функциональных подсистем:
- АСУ ТП насосно-транспортного оборудования (АСУ ТП НТО);
- АСУ ТП электротехнического оборудования (АСУ ТП ЭТО);
- автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

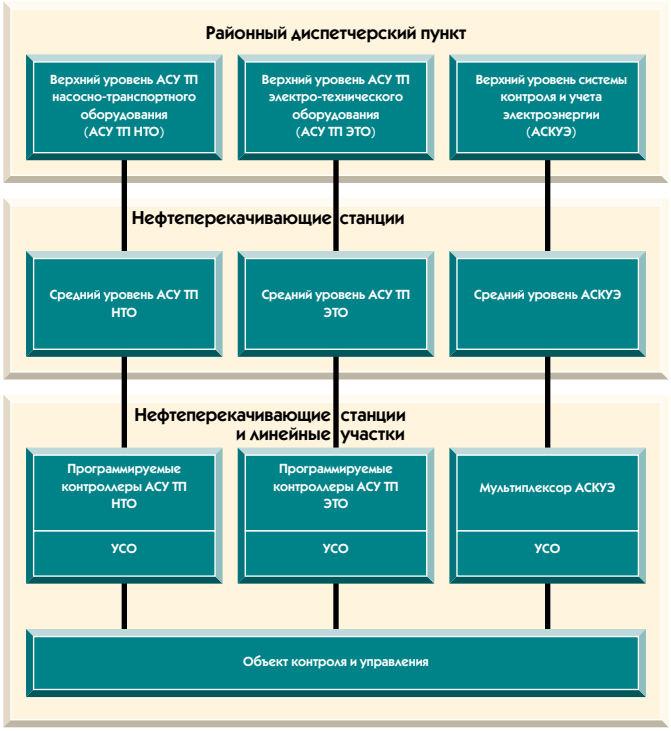


Рис. 2. Архитектура АСУ ТП нефтепровода

Интеграция подсистем АСУ ТП ЭТО, АСУ ТП НТО и АСКУЭ позволяет уменьшить затраты на линии связи и повысить живучесть системы — при выходе из строя одной подсистемы ее функции в некотором объеме выполняются другой подсистемой. Другое важное преимущество интеграции состоит в повышении эффективности алгоритмов диагностики целостности нефтепроводов, использующих информацию смежных подсистем.

Структурно каждая из указанных подсистем разделена на три уровня (рис. 2.):
- верхний уровень образует программно-аппаратный комплекс районного диспетчерского пункта;
- средний уровень — уровень НПС;
- нижний уровень образован программируемыми контроллерами подсистемы сопряжения с объектом на НПС и на линейных участках.

Нижний и средний уровни на НПС объединены в локальные вычислительные сети (ЛВС), средства связи верхнего уровня со средним представляют собой региональную сеть. Оборудование верхнего уровня размещается в районном диспетчерском пункте в городе Урае, откуда осуществляется общее управление всеми технологическими процессами и состоит из группы автоматизированных рабочих мест диспетчеров и специалистов АСУ.

Программно-технические средства среднего уровня устанавливаются непосредственно на НПС и содержат автоматизированные рабочие места операторов (дежурных) и средства коммуникаций, с помощью которых осуществляется обмен информацией с нижним уровнем. Нижний уровень образуют программируемые контроллеры (ПК) и устройства сопряжения с объектом (УСО). К нижнему уровню относятся также сети линейных участков, объединяющие контроллеры и УСО линейных частей.

Комплекс аппаратно-программных средств АСУ ТП представляет собой открытую систему, допускающую последующие расширение и модернизацию.

Корпоративная информационно-вычислительная сеть Урайского УМН

На рис. 3. изображена структурная схема комплекса технических средств корпоративной информационно-вычислительной сети (КИВС) Урайского Управления магистральных нефтепроводов (УУМН).

К техническим средствам КИВС относятся:
- узлы коммутации (УК);
- шлюз к информационно-вычислительной сети АО «Сибнефтепровод»;
- аппаратура передачи данных (АПД).

КИВС является основой для объединения в единое целое всех видов АСУ ТП Урайского Управления.

Она предназначена для обмена информацией между взаимодействующими прикладными системами. В качестве базового протокола используется TCP/IP.

Выбранное проектное решение по созданию КИВС позволяет в случае необходимости производить реконфигурацию сети, изменять количество взаимодействующих абонентов КИВС (ЛВС НПС), изменять физическую топологию сети без изменения прикладных систем абонентов КИВС, использовать различные виды среды передачи данных. Это могут быть выделенные или коммутируемые телефонные каналы и радиоканалы. Такое решение обеспечивает возможность интеграции в глобальные сети.

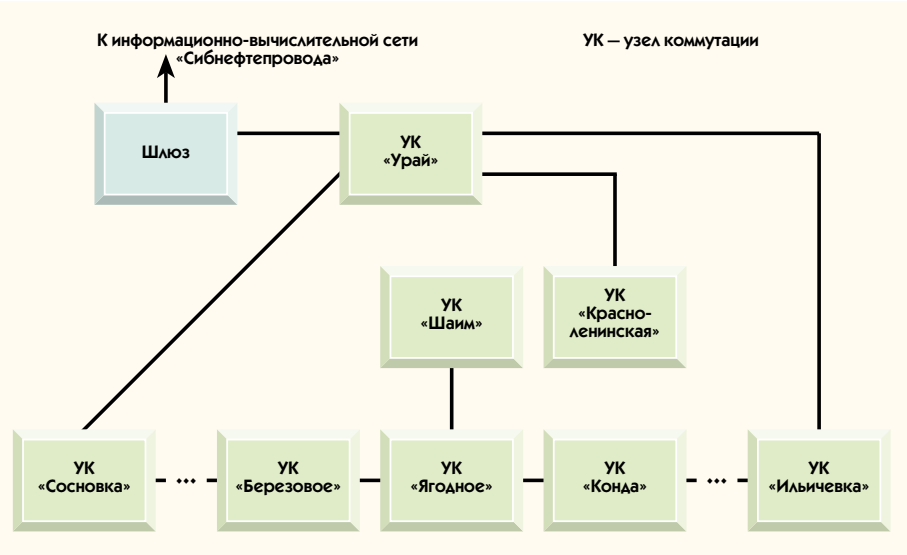


Рис. 3. Структурная схема комплекса технических средств информационно-вычислительной сети Урайского Управления магистральных нефтепроводов

(C) 1997 СТА Тел.: (095) 234-0635 Факс: (095) 330-3650 http://www.cta.ru

Средства телекоммуникаций обеспечивают выполнение следующих базовых функций:

- передача файлов;
- эмуляция удаленного терминала;
- поддержка взаимодействия прикладных систем;
- электронная почта.

Основой телекоммуникационных технических средств являются узлы коммутации, использующие специализированные высокопроизводительные устройства типа Cisco 2509, устанавливаемые на НПС, и Cisco 2511, устанавливаемое на РДП.

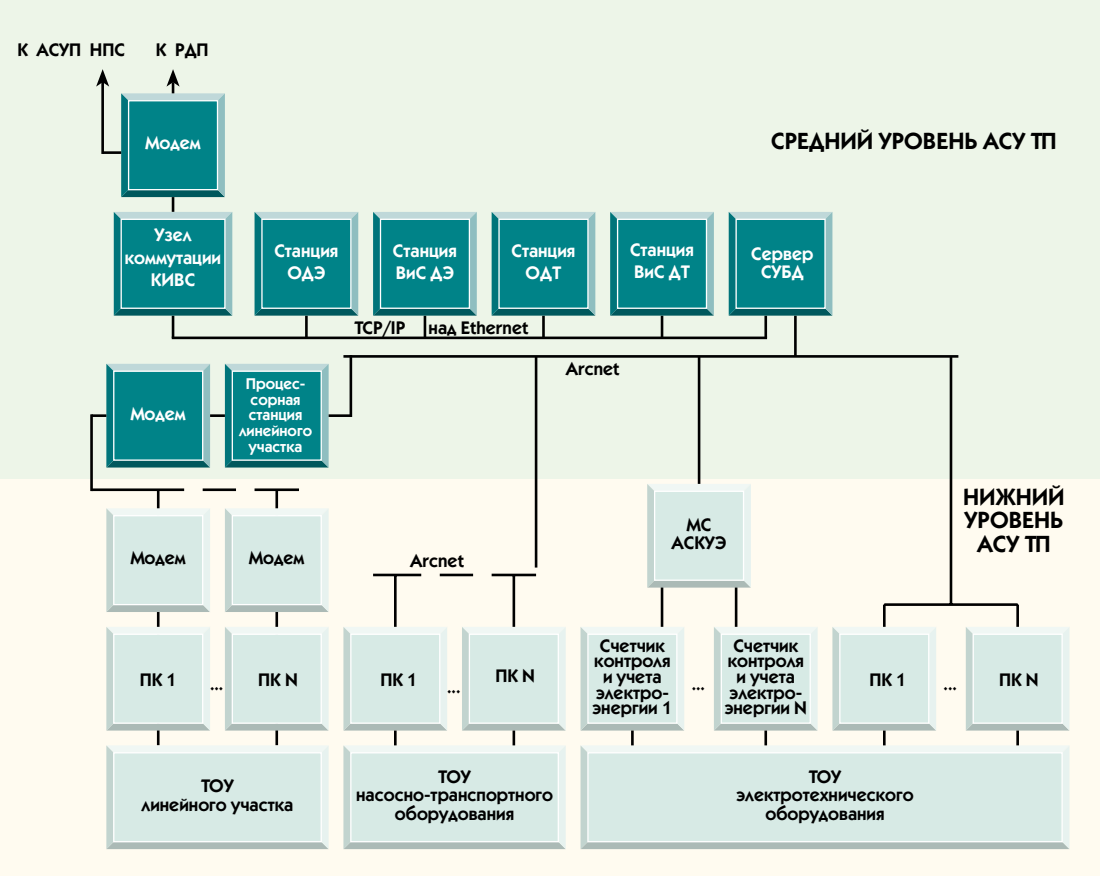


Рис. 4. Структурная схема АСУ ТП нефтеперекачивающей станции
Условные обозначения:
МС — мультиплексор;
ТОУ — технологический объект управления;
ПК — программируемый контроллер

Программно-технические средства верхнего уровня

Программно-технические средства (ПТС) районного диспетчерского пункта включают:

- две станции оперирования диспетчера наносно-транспортной службы;
- две станции оперирования диспетчера электроснабжения;
- серверы СУБД;
- станции ведомостей и сообщений;
- станцию оперирования инженера АСУ;
- станцию вычислений;
- сетевые средства ЛВС.

Станции оперирования предназначены для оснащения рабочих мест диспетчеров наносно-транспортной службы и электроснабжения. Станции оперирования обеих подсистем дублированы, полностью взаимозаменяемы, в острых ситуациях допускают одновременное управление объектом двумя диспетчерами.

Станции ведомостей и сообщений

- формируют различные типы сводок и отчетов как по технологии перекачки нефти, так и по электроснабжению;
- выводят отчеты на печать и в файл;
- реализуют прием-передачу текстовых сообщений между диспетчером РДП и операторами (дежурными) НПС.

Станция оперирования инженера АСУ предназначена для

- контроля и диагностики состояния устройств АСУ ТП;
- выполнения функций сетевого администрирования в информационно-вычислительной сети;
- ведения базы данных состояния устройств АСУ ТП;
- формирования отчетов о состоянии устройств АСУ ТП;
- вывода отчетов на печать и в файл.

Станция вычислений используется для решения отдельных задач, не связанных с оперативным контролем и управлением (расчет режимов нефтепроводов, диагностика технологического оборудования, моделирование технологических процессов, развитие алгоритмов и программ контроля утечек и т. п.).

Программно-технические средства среднего уровня

Эти средства установлены на НПС. Структурная схема АСУ ТП уровня НПС представлена на рис. 4. Она включает в себя следующие компоненты:

- станцию оперирования диспетчера электроснабжения (ОДЭ);
- станцию ведомостей и сообщений диспетчера электроснабжения (ВиС ДЭ);
- станцию оперирования диспетчера технологии перекачки (ОДТ);
- станцию ведомостей и сообщений диспетчера технологии перекачки (ВиС ДТ);
- сервер СУБД;
- процессовую станцию линейного участка нефтепровода (ПС ЛУ);
- сетевые средства ЛВС.

Станции оперирования обслуживающего персонала среднего уровня аналогичны таким же станциям верхнего уровня. Отличие состоит только в ограничении зоны контроля этих станций технологическим оборудованием одной НПС.

Процессовая станция линейного участка предназначена для

- приема, обработки и передачи на сервер СУБД информации о текущем состоянии технологических объектов линейного участка;
- приема с верхнего уровня и передачи на оконечное оборудование линейного участка команд управления;
- решения вычислительных задач обработки сигналов для задач диагностики целостности нефтепровода;
- осуществления контроля и диагностики устройств АСУ ТП линейного участка;

(C) 1997 СТА Тел.: (095) 234-0635 Факс: (095) 330-3650 http://www.cta.ru

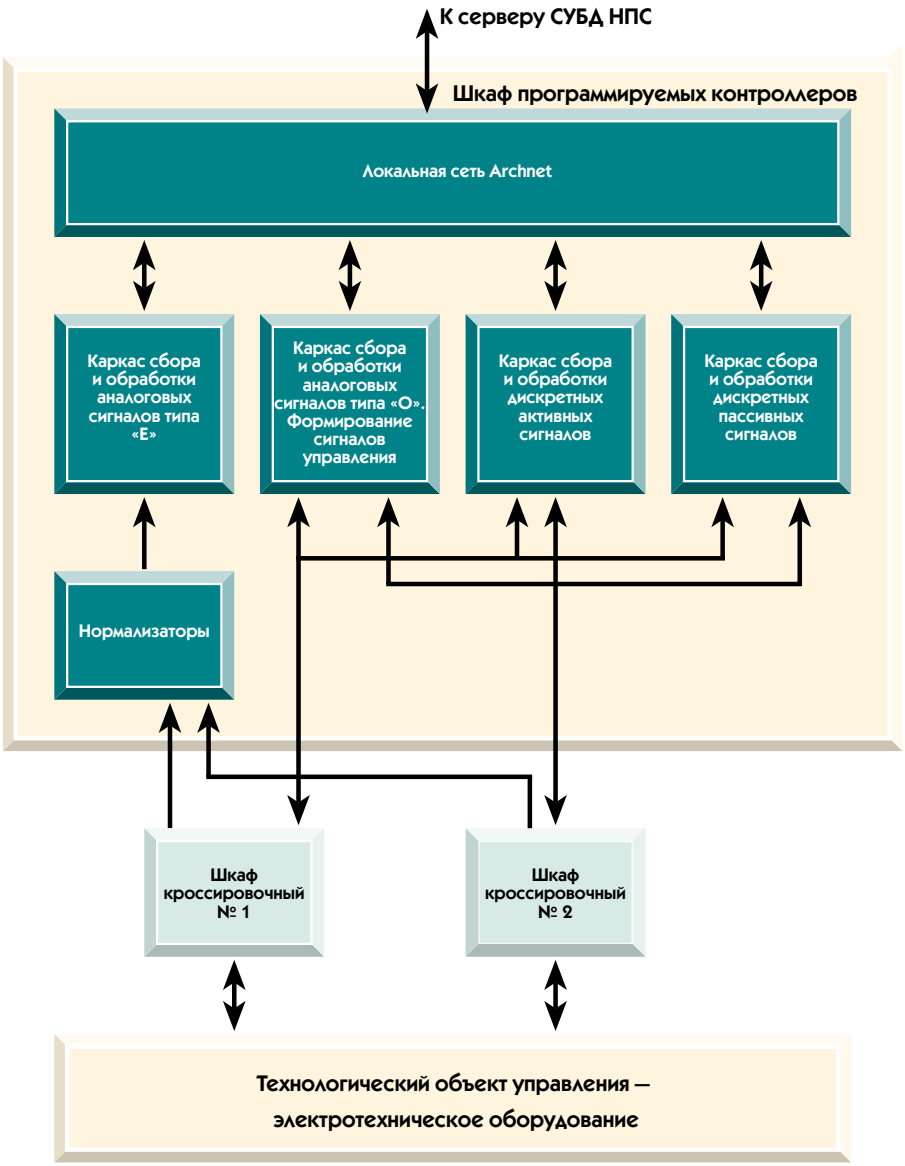


Рис. 5. Структурная схема подсистемы сбора и предварительной обработки сигналов в АСУ ТП электротехнического оборудования

- формирования расчетных сигналов.

Эта станция выполнена на базе технических средств семейства MicroPC фирмы Octagon Systems. Конструктивно размещается на НПС в специальном шкафу малых габаритов. Обмен данными и передача команд телеуправления от процессовой станции к контроллерам линейного участка осуществляется по выделенному каналу с использованием специализированных модемов, обеспечивающих многоточечный режим связи.

Для реализации локальных вычислительных сетей АСУ ТП на уровне НПС выбрана сеть Arcnet для передачи данных от устройств оконечного оборудования на станции оперирования и TCP/IP над Ethernet — для связи станций среднего уровня между собой.

Сетевые аппаратные средства включают в себя адаптеры Ethernet и Arcnet, модемы, активные и пассивные разветвители, кабели, терминаторы.

Программно-технические средства нижнего уровня

Программно-технические средства нижнего уровня состоят из программируемых контроллеров (ПК), устройств связи с объектом (УСО), адаптеров локальной сети, каркасов и шкафов, источников электропитания, шкафов коммутационных. Это оборудование располагается в непосредственной близости от технологического объекта и находится в более жёстких условиях эксплуатации, чем остальные технические средства АСУ ТП. Кроме того, на ПТС нижнего уровня приходится около 75% от общего объёма оборудования. Поэтому выбор технических средств для нижнего уровня АСУ ТП существенно влияет на стоимость и надёжность системы в целом. Учитывая высокие эксплуатационные характеристики, надёжность, относительно невысокую стоимость изделий фирм Octagon Systems и Grayhill, последние были выбраны для основной части оборудования нижнего уровня.

Исходя из специфики технологических объектов, были разработаны три типа ПТС: для электротехнического оборудования, для насосно-транспортного оборудования и для линейных участков магистральных нефтепроводов.

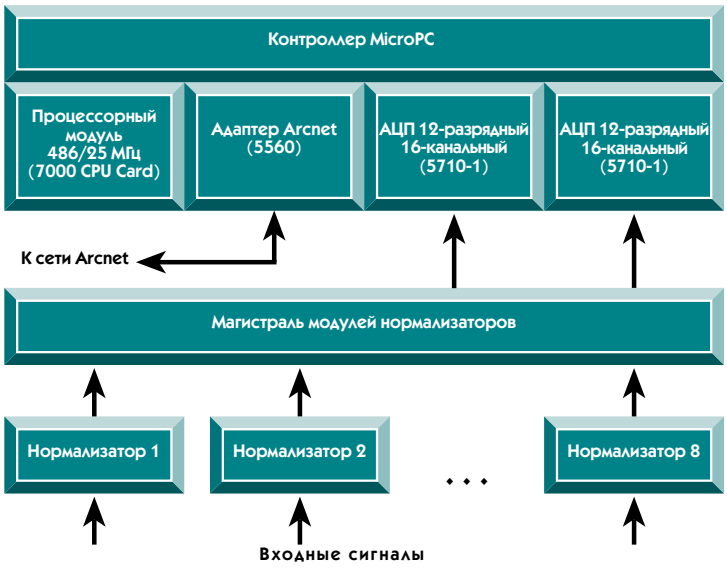


Рис. 6. Структурная схема каркаса сбора и обработки аналоговых сигналов типа «Е»

Нижний уровень АСУ ТП электротехнического оборудования

Средства нижнего уровня АСУ ТП ЭТО предназначены для сбора и обработки информации о состоянии электротехнического оборудования, решения задач управления и выдачи управляющих воздействий на технологический объект управления (ТОУ). На рис. 5 показана структурная схема сбора и предварительной обработки сигналов АСУ ТП ЭТО, а на рис. 6-8 представлены

(C) 1997 СТА Тел.: (095) 234-0635 Факс: (095) 330-3650 http://www.cta.ru

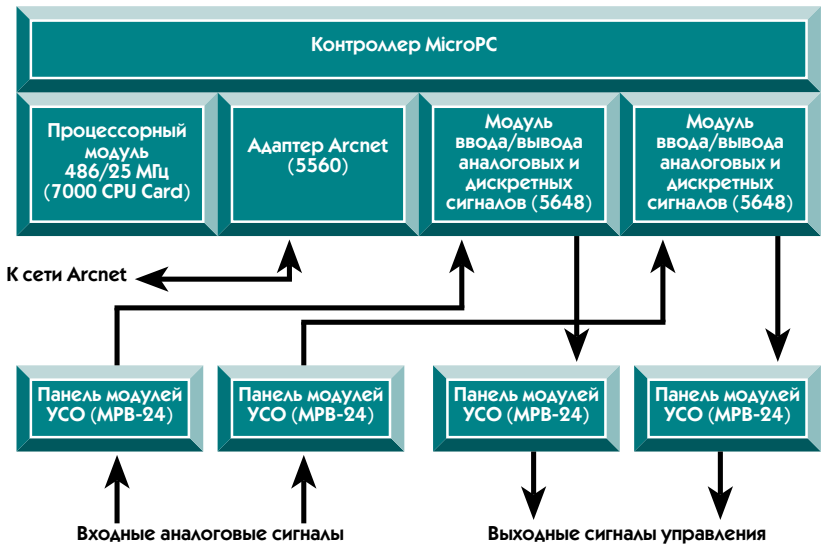


Рис. 7. Структурная схема каркаса сбора и обработки аналоговых сигналов типа «О». Формирование сигналов управления

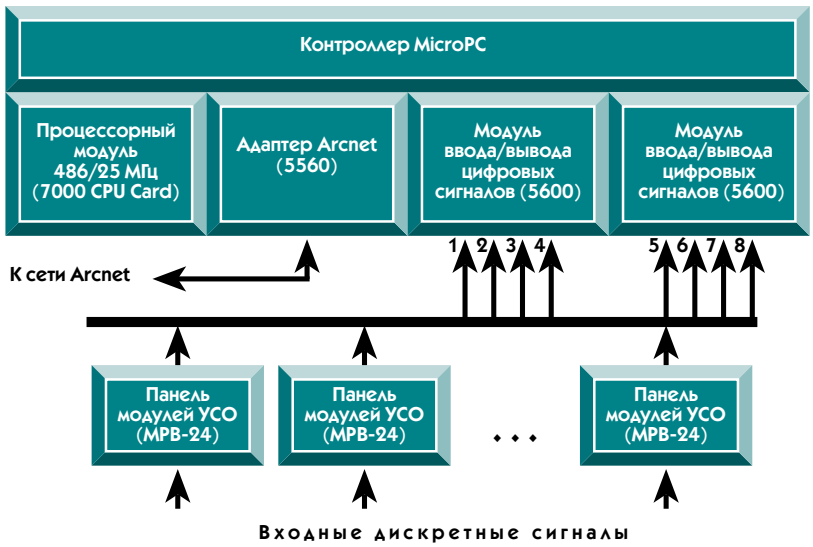


Рис. 8. Структурная схема каркаса сбора и обработки дискретных (пассивных или активных) сигналов

структурные схемы каркасов (крейтов) сбора и предварительной обработки сигналов.

Оборудование АСУ ТП ЭТО размещается в шкафах с двусторонним обслуживанием производства КТИ ВТ (рис. 9) размером 2166 мм (высота) × 616 мм (ширина) × 773 мм (глубина).

Кабели-перемычки от коммутационных шкафов к шкафу программируемых контроллеров подключаются с помощью блока соединителей посредством 32-контактных разъемов типа 2РМД.

В одном шкафу, не требующем принудительной вентиляции, размещаются:

- каркас ПК .....— 6 шт.;
- панели модулей УСО типа МРВ-24 .....— 28 шт.;
- модули УСО .....— 672 шт.;
- нормализаторы аналогового сигнала (8 шт.) ...— 32 канала;
- источник вторичного питания (Smart UPS 1400)— 1 шт.;
- активный разветвитель Arcnet HUB .....— 1 шт.

Конкретный набор модулей в каркасе ПК является проектно компонуемым и зависит от вида и количества сигналов, поступающих с объекта автоматизации.

Программируемый контроллер (ПК) — микропроцессорное устройство, архитектура которого ориентирована на решение основных задач АСУ ТП. ПК предназначен для работы в распределенной системе управления в реальном времени; в ПК работает фиксированный набор рабочих программ, размещенных в запоминающем устройстве контроллера.

ПК реализован на технических средствах семейства MicroPC фирмы Octagon Systems. Обмен данными между изделиями, входящими в ПК (процессорным модулем, контроллерами связи, модулями ввода/вывода и т. д.), осуществляется в соответствии с внутриблочным интерфейсом ISA (Industrial Standart Architecture).

В комплект ПК входят следующие модули:

- процессорный модуль 7000/25 МГц с ОЗУ 4 Мбайт и дополнительной статической памятью ёмкостью 512 кбайт;
- модуль адаптера сети Arcnet 5560;
- проектно компонуемый комплект модулей расширения в составе: 5648 — модуль аналоговых/дискретных сигналов, 5710-1 — 12-разрядное аналоговое устройство ввода/вывода,



Рис. 9. Установка оборудования в шкафах

(C) 1997 СТА Тел.: (095) 234-0635 Факс: (095) 330-3650 http://www.cta.ru

Таблица 1. Номенклатура используемых модулей УСО

Тип модуля	Назначение
70G-IDC5G, 70G-IAC5A, 70G-IDC5NP	модули опроса состояния «сухого» контакта
73G-IV100M	модули измерения напряжения постоянного тока в диапазоне от 0 до 100 мВ
73G-IV5	модули измерения напряжения постоянного тока в диапазоне от 0 до 5 В
73G-ITR100	модули измерения температуры с помощью платиновых термопреобразователей сопротивления
73G-OI420	выходные токовые модули в диапазоне от 4 до 20 мА
73G-II420	входные токовые модули в диапазоне от 4 до 20 мА
73G-IVAC240	модули измерения напряжения переменного тока в диапазоне от 28 до 280 В
73G-II5000	модули измерения сигналов переменного тока в диапазоне от 0 до 5 А
70G-OAC5A	выходной модуль напряжения переменного тока

5600 — модуль ввода/вывода цифровых сигналов;

- источник вторичного питания на базе 7155 и каркас 7278-RM.

На панелях типа MPB-24 устанавливаются различные типы модулей УСО фирмы Grayhill, предназначенные для измерения амплитуды аналоговых сигналов, измерения температуры, опроса состояния «сухих» контактов, выдачи стандартных сигналов телерегулирования, выдачи сигналов управления исполнительным механизмам (например, промежуточным реле).

Один модуль УСО предназначен для ввода/вывода одного дискретного или аналогового сигнала и имеет гальваническую развязку не менее 2500 В.

Номенклатура используемых модулей УСО представлена в табл. 1.

Кроме этого, аналоговые сигналы обрабатываются ещё двумя типами преобразователей:

- преобразователи (типа «О» производства КТИ ВТ — устройство ЖШСИ.450), подключенные к сигналам, у которых необходимо измерять мгновенные значения тока или напряжения (до 40 отсчетов за период частоты 50 Гц) с целью последующего воспроизведения осциллограммы протекающего процесса. Преобразователи устанавливаются на панелях коммутационных шкафов;
- преобразователи Е857/1 используются для измерения напряжения 0-250 В постоянного тока. Выходной сигнал 0-5 мА преобразователя Е857/1 трансформируется с помощью прецизионного резистора в напряжение, которое поступает к преобразователю 73G-IV5. Преобразователи Е857/1 устанавливаются на панелях коммутационных шкафов.

Панели MPB-24 с модулями УСО фирмы Grayhill устанавливаются в шкафу программируемых контроллеров. Там же расположены нормализаторы, предназначенные для преобразования, фильтрации и приведения к стандартному виду сигналов переменного тока, поступающих от преобразователей ЖШСИ.450. Выходные сигналы нормализаторов подаются на входы модуля аналогового ввода/вывода 5710-1 фирмы Octagon Systems.

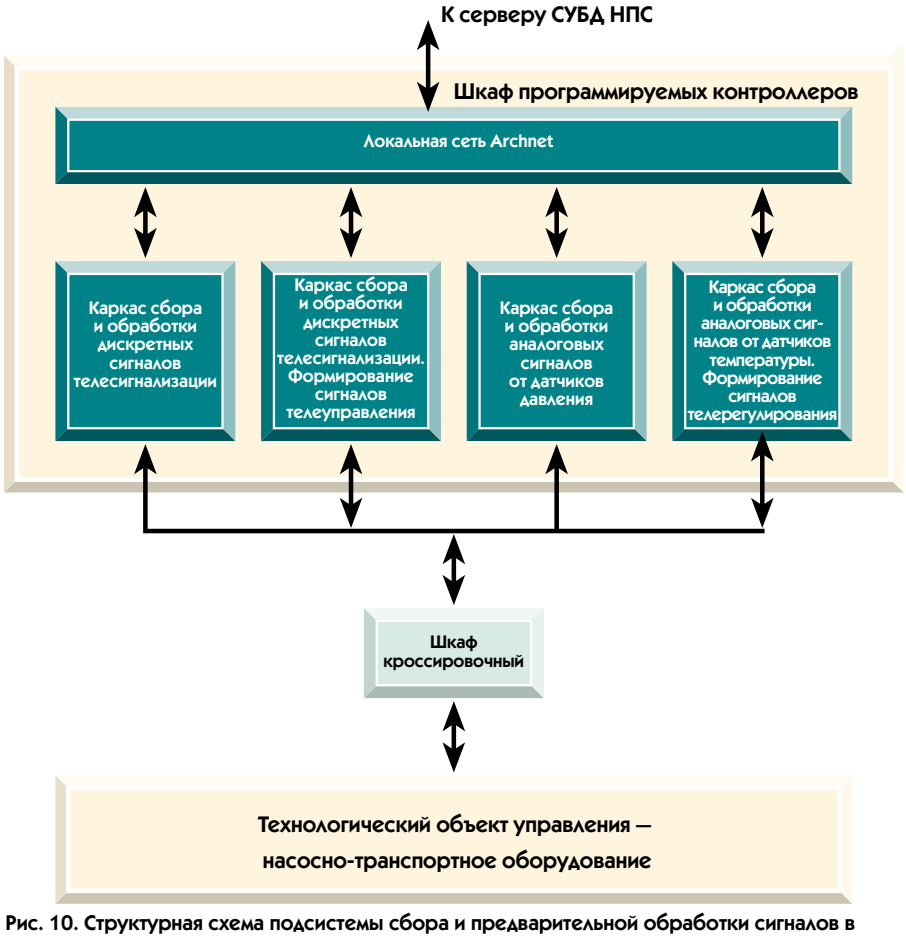


Рис. 10. Структурная схема подсистемы сбора и предварительной обработки сигналов в АСУ ТП насосно-транспортного оборудования

Нижний уровень АСУ ТП насосно-транспортного оборудования

Технические средства нижнего уровня АСУ ТП НТО предназначены для сбора и обработки информации о состоянии насосно-транспортного оборудования, решения задач телеуправления и выдачи на ТОУ сигналов телерегулирования. На рис. 10 показана структурная схема сбора и предварительной обработки сигналов АСУ ТП НТО.

Оборудование нижнего уровня АСУ ТП НТО размещается в шкафах с двусторонним обслуживанием размером 1160 мм (высота) × 600 мм (ширина) × 800 мм (глубина).

В одном шкафу АСУ ТП НТО размещаются:

- каркас ПК .....— 4 шт.;
- панели модулей УСО типа MPB-24 .....— 17 шт.;
- модули УСО .....— 408 шт.;
- активный разветвитель Arcnet HUB .....— 1 шт.

Структура каркасов программируемых контроллеров АСУ ТП НТО аналогична структуре каркасов ПК в АСУ ТП электротехнического оборудования.

Линейные участки АСУ ТП насосно-транспортного оборудования

ПТС линейных участков АСУ ТП НТО предназначены для сбора и обработки информации о состоянии оборудования блок-боксов линейных участков, решения задач телеуправления и выдачи

(C) 1997 СТА Тел.: (095) 234-0635 Факс: (095) 330-3650 http://www.cta.ru

на ТОУ линейного участка (ЛУ) сигналов телерегулирования. На рис. 11 показана структурная схема каркаса ПК линейного участка.

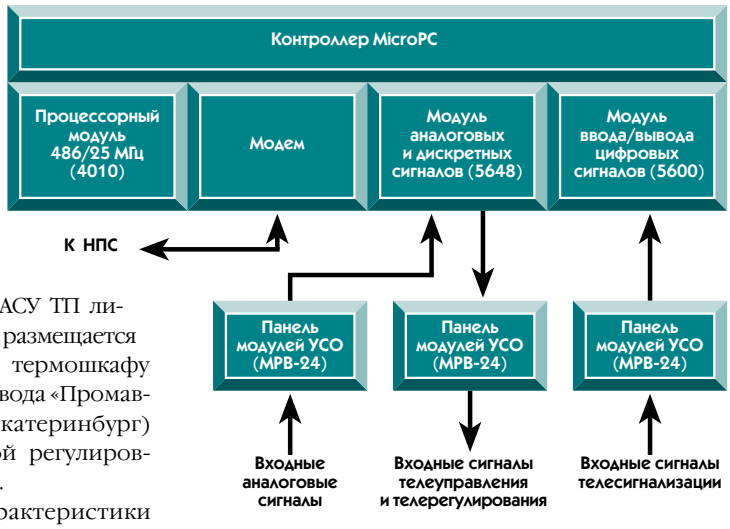


Рис. 11. Структурная схема каркаса программируемого контроллера линейного участка

Оборудование АСУ ТП линейного участка размещается в запираемом термошкафу (ОСТ 36-13-90) завода «Промавтоматика» (г. Екатеринбург) с автоматической регулировкой температуры.

Основные характеристики термошкафа:

- размеры шкафа — 1200 мм (высота) × 600 мм (ширина) × 400 мм (глубина);
- обогрев — 200 Вт;
- количество замков — 2 шт.

Программируемый контроллер линейного участка выполнен на базе процессорного модуля 4010 (486/25 МГц—2 Мбайт) фирмы Octagon Systems.

Программное обеспечение

Программное обеспечение АСУ ТП содержит следующие компоненты:

- сетевую операционную систему реального времени;
- интерфейсную подсистему;
- систему управления базой данных;
- подсистему связи с УСО;
- программное обеспечение нижнего уровня;
- телекоммуникационное программное обеспечение.

Основная задача сетевой операционной системы реального времени (ОС РВ) — автоматическое управление исполнением системных и управляющих программ в локальных вычислительных сетях (ЛВС) АСУ ТП в режиме реального времени. В качестве ОС РВ используется ОС QNX. Опыт разработки и сопровождения АСУ ТП Урайского УМН полностью оправдал этот выбор. Достоинствами QNX являются многозадачность, высокая скорость переключения между задачами, защита программ друг от друга. Эта защита полностью исключает блокировку одной задачей других задач или самой ОС, что в немалой степени обеспечивает живучесть АСУ.

Интерфейсная подсистема обеспечивает:



Контролируемый пункт системы телемеханики линейного участка нефтепровода



На трассе нефтепровода

- контролируемый вход персонала в систему и выбор требуемого рабочего места;
- отображение течения технологического процесса в виде мнемосхем, мнемограмм, графиков, гистограмм, таблиц, технологических сообщений, ведомостей;
- ввод команд персоналом с помощью манипулятора и клавиатуры;
- быструю оценку состояния технологического оборудования с помощью оперативного меню;
- управление объектами с помощью динамических меню;
- технологическую сигнализацию;
- протоколирование действий персонала;
- получение твердых цветных копий экрана;
- квитирование технологических сообщений;
- передачу управления следующей смене и выход персонала из системы.

Очень важно при разработке мнемосхем обеспечить компромисс между достаточной информативностью схемы и скоростью оценки ситуации персоналом. Хорошим решением является использование иерархического набора мнемосхем с удобным механизмом их переключения. На рис. 12 приведен фрагмент мнемосхемы главного кадра АСУ ТП НТО, содержащего информацию, достаточную для общей оценки состояния технологического процесса по целому нефтепроводу. От этого кадра легко перейти к схеме любой НПС щелчком мыши на прямоугольнике, представляющем соответствующую НПС. Фрагмент такой схемы показан на рис. 13. Из мнемокадра схемы НПС также легко перейти к другим кадрам, активизируя соответствующую экранную кнопку. Для повышения читаемости технологической ситуации трасса нефти на схемах НПС выделяется цветом. Цветом выделяется трасса нефти и на схемах линейных участков.

Набор мнемознаков в каждой подсистеме АСУ представляет собой стандартизированный алфавит, специфичный для данной подсистемы. На рис. 14 изображен фрагмент мнемосхемы АСУ ТП ЭТО, где используется свой комплекс мнемознаков с соответствующим цветовым кодированием.

Базы данных, обслуживаемые АСУ ТП, подразделяются на две группы:

1) базы данных состояния объектов, содержащие

(C) 1997 СТА Тел.: (095) 234-0635 Факс: (095) 330-3650 http://www.cta.ru

- значения аналоговых, дискретных расчетных параметров, как мгновенные, так исторические;
- протоколы действий персонала и протоколы событий (в том числе сообщений);

2) базы данных сообщений оператора.

Программное обеспечение подсистемы связи с УСО относится к среднему уровню АСУ ТП и включает в себя следующие компоненты:

- подсистема сбора и предварительной обработки информации;
- подсистема исполнения управляющих воздействий;
- сетевой загрузчик;
- диспетчер отказов.

Программное обеспечение нижнего уровня АСУ ТП представлено набором программных модулей, функционирующих на аппаратных средствах программируемых контроллеров. Эти модули настраиваются на конкретную конфигурацию функциональных модулей ПК. Их загрузка в конкретные ПК или процессовые станции производится по усмотрению программиста. Как правило, в ПК выполняются простые задачи (первичная обработка, простые регуляторы и т. п.). В процессовой станции выполняются более сложные задачи логического управления, фильтрации сигналов и событий и т. п.

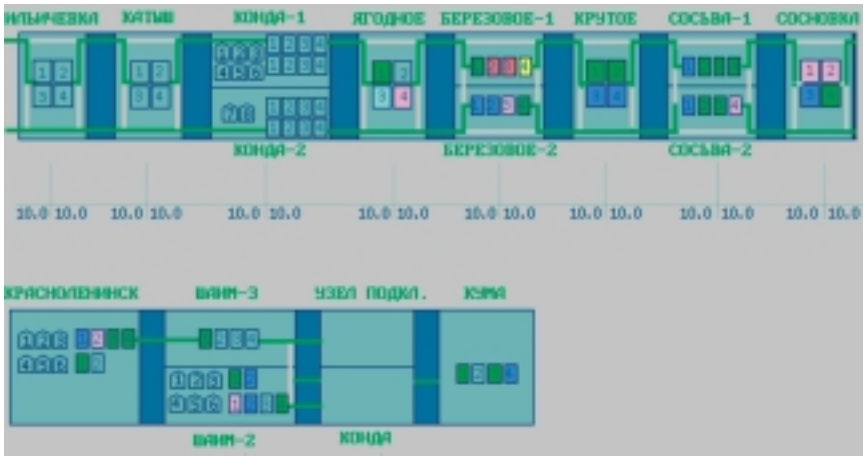


Рис. 12. Фрагмент главного кадра АСУ ТП насосно-транспортного оборудования

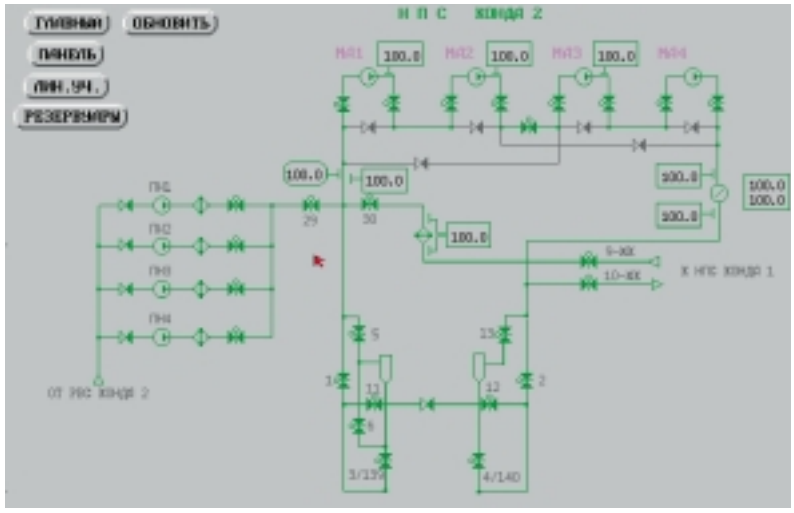


Рис. 13. Фрагмент схемы нефтеперекачивающей станции

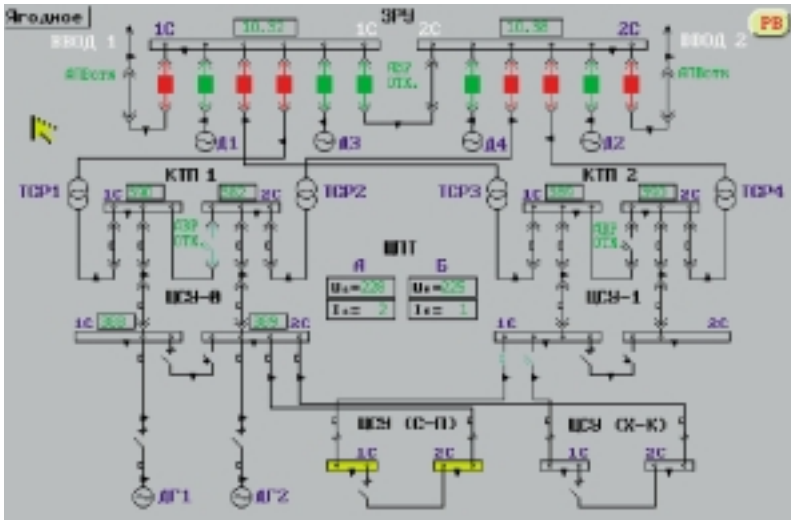


Рис. 14. Фрагмент схемы АСУ ТП электротехнического оборудования

Результаты опытной эксплуатации АСУ ТП

К настоящему моменту спроектированы, изготовлены, смонтированы и введены в промышленную эксплуатацию программно-технические средства верхнего уровня, введены в опытную эксплуатацию системы среднего и нижнего уровней на трёх НПС, ведётся монтаж и подготавливается к вводу в опытную эксплуатацию оборудование для одиннадцати НПС; окончание ввода в промышленную эксплуатацию — конец 1997 года. Годовой экономический эффект от внедрения АСУ ТП составит около 18 млрд. руб. Срок окупаемости – 2 года.

В результате опытной эксплуатации были подтверждены высокие технические характеристики устройств фирм Octagon Systems и Grayhill. Достигнуто существенное улучшение качества управления транспортировкой нефти по трубопроводам с помощью описанной АСУ ТП. Во-первых, следует отметить возросшую оперативность и объём информации, поступающей на РПД от НПС. Во-вторых, улучшились условия труда операторов НПС — они получили в распоряжение современные средства контроля и управления режимами работы обслуживаемого технологического оборудования. В-третьих, произошло сокращение численности обслуживающего персонала на 15%. В-четвёртых, появилась возможность контроля более квалифицированными специалистами РДП качества выполнения оперативным персоналом НПС наиболее ответственных переключений режимов работы оборудования НПС при пуске, останове, а также при ликвидации причин возникновения аварии. В-пятых, сократилось время, за которое можно точно определить причины нарушения режимов транспортировки и возникновения аварийной ситуации и время ликвидации указанных нарушений. Наконец, в-шестых, принятая архитектура АСУ ТП, которую можно отнести к разряду уникальных для подобных систем, обеспечила принципиально новые возможности диагностики целостности трубопроводов за счёт непрерывной, распределённой по всем контролируемым пунктам (линейным и станционным) обработки оперативной информации.●

(C) 1997 СТА Тел.: (095) 234-0635 Факс: (095) 330-3650 http://www.cta.ru