

## ПРИМЕНЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕБАЗЫ

А.Н. Виноградов, Е.В. Волошин (ИАПУ ДВО РАН)

*Представлен концептуальный подход к разработке распределенной системы управления ТП нефтебазы на примере реализованного проекта. Приводится описание объектов автоматизации, алгоритмы управления, структура и задачи системы. Подробно рассматриваются основные подсистемы, входящие в состав АСУТП нефтебазы.*

*Ключевые слова: автоматизированные системы управления технологическими процессами, распределенные системы управления, контроллеры.*

### Введение

В последнее время все большее внимание специалистов, работающих в сфере системной интеграции, уделяется вопросам унифицированного подхода к проблемам автоматизации ТП. Безусловно, такой подход необходим и при автоматизации ТП приема, хранения, отпуска и коммерческого учета нефтепродуктов на нефтебазах. Нетривиальность и трудоемкость задачи автоматизации обусловлена многовариантностью возможных технических решений, выбора оборудования, а также неоднозначностью при определении уровня и степени автоматизации. При подборе оптимальных технических решений должны учитываться различные критерии, включающие как характеристики объектов автоматизации, так и требования эксплуатационного и сервисного обслуживания. При этом не только в значительной степени расширится и усложнится информационная база результатов измерений, обусловленная широким спектром и большим числом измерительного и технологического оборудования, но также возникает еще один существенный, усложняющий разработку АСУТП аспект. Он связан с необходимостью создания распределенной системы управления (РСУ), включающей функционально независимые подсистемы (расположенные территориально на значительном расстоянии друг от друга) со своими датчиками, исполнительными механизмами, предназначенными для управления конкретной частью нефтебазы. Естественно, что все подсистемы должны быть объединены локальной сетью. Характерной чертой такой системы является децентрализованная обработка данных, повышенная отказоустойчивость, стандартная и единая структура базы данных. Заметим, что для сотрудников нефтебазы принципиально важно наблюдать за процессами изменения параметров и состоянием оборудования в реальном времени, что требует считывания данных с малым периодом времени. Разработка новых усовершенствованных алгоритмов управления ТП нефтебазы, обработка больших потоков данных с необходимостью обеспечения межсистемного взаимодействия, интеграция разнотипных технических средств и контрольно-измерительных приборов (в том числе и по форматам передаваемых данных), интеграция различных коммуникационных средств передачи данных в центральную систему управления образуют совокупность актуальных на сегодняшний день задач.

### Описание объектов автоматизации, структура и задачи системы

Коллектив сотрудников Института автоматизации и процессов управления ДВО РАН совместно с инженерными компаниями Вира и Инфовира (г. Владивосток) занимаются разработкой и исследованием автоматизированных систем управления и учета [1–5]. В 2013 г. коллективы завершили очередные совместные работы по созданию АСУТП нефтебазы ООО «Нико-Ойл ДВ» в г. Владивостоке. Система, эксплуатируемая на нефтебазе, имеет децентрализованную территориально-распределенную структуру и предназначена для решения следующих задач:

- измерение параметров нефтепродуктов в автоматическом режиме и архивирование текущих значений;
- автоматизированный контроль и управление ТП приема, хранения и отгрузки нефтепродуктов;
- автоматизация противопожарной защиты и предотвращение образования взрывоопасной среды на объектах нефтебазы, безопасная эксплуатация технологического оборудования и сооружений;

- визуальное наблюдение (мониторинг) изменений параметров и состояния технологического оборудования в режиме реального времени, своевременное обнаружение аварийных ситуаций;

- формирование отчетных документов.

Объектами автоматизации являются:

- резервуарный парк, состоящий из пяти резервуаров с мазутом (6000 м<sup>3</sup>) и дизельным топливом (5000 м<sup>3</sup>);

- односторонняя сливная железнодорожная эстакада со сливным коллектором, в состав которой входят установки нижнего слива (6 ед.);

- продуктовая насосная станция для дизельного топлива и мазута с емкостями для зачистки трубопроводов, насосами (8 ед.), резервным дизель-генератором и системой вентиляции;

- технологическая площадка пирса включает три трубопровода, два дизельного топлива и один трубопровод мазута, по которым осуществляется отгрузка/приемка нефтепродуктов;

- насосная станция морской воды с системой трубопроводов;

- насосная станция пенотушения с системой трубопроводов.

Система имеет трехуровневую структуру (рис. 1).

В отличие от ранее разрабатываемых систем (напри-



Рис. 1. Структурная схема иерархии построения АСУТП нефтебазы

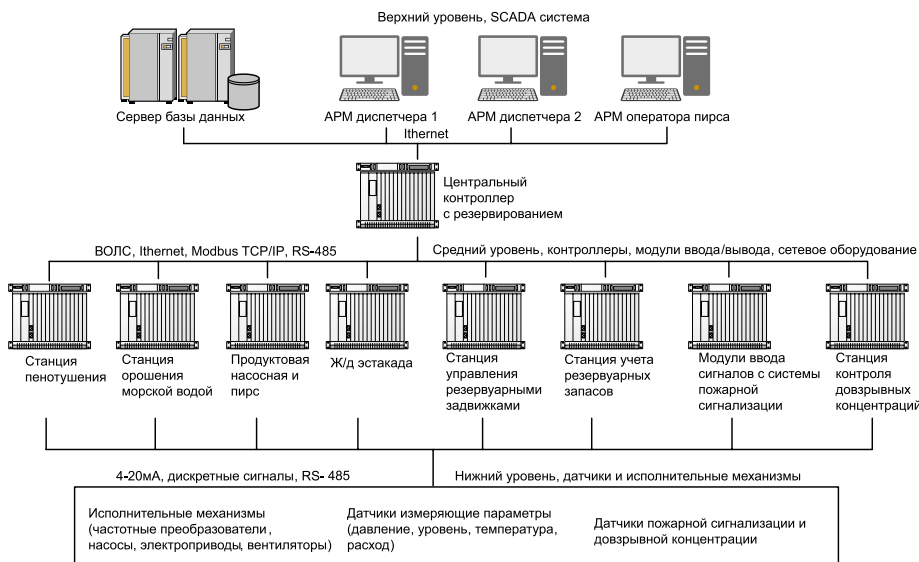


Рис. 2. Схема волоконно-оптических линий связи АСУТП нефтебазы с резервированием по технологии Turbo Ring

мер [6]), в данном проекте одновременно функционируют несколько диспетчерских АРМ. На каждом диспетчерском ПК функционирует SCADA-система [7, 8] Trase Mode 6, которая взаимодействует с подконтрольным оборудованием посредством OPC-сервера [9]. При этом из соображений резервирования и взаимозаменяемости данные АРМ имеют одинаковые права и приоритет. Эта особенность не вписывается в рамки общепринятой и самой распространенной в автоматизированных системах архитектуры «главный — подчиненный», суть которой заключается в наличии одного управляющего ПК и ряда подчиненных ему приборов. Традиционными каналами связи в рамках архитектуры «главный — подчиненный» являются последовательные интерфейсы RS-232/485/422, которые монополизированы только одним ПК и не дают возможности работать другому. Большинство подчиненных приборов работают в рамках данной архитектуры. Однако все

чаще в автоматизированных системах применяется технология Ethernet, характеризующаяся наличием временного буфера хранения данных и высокими скоростями передачи информации. За счет этих свойств у каждого ПК создается эффект параллельного, одновременного доступа к информации, при этом используемые в системе ПК ничего не знают друг о друге. Такое решение позволяет предотвратить коллизии в сети и облегчает реализацию распределенной автоматизированной системы. Однако оборудование, в том числе управляющие контроллеры, должно поддерживать данную сетевую технологию. В рассматриваемом проекте контроллеры среднего уровня КРОСС-500, расположенные территориально в разных зданиях, объединены волоконно-оптическими линиями связи (ВОЛС) с использованием резервирования кольцом по технологии Turbo Ring на базе коммутаторов MOXA EDS-405A-MM-SC (рис. 2). Данная технология резервирования ВОЛС позволяет системе функционировать при обрыве любой части кольца. Переключение на работоспособную часть линии в случае обрыва производится коммутаторами автоматически.

Управление и контроль за ТП нефтебазы осуществляется с двух АРМ диспетчеров и АРМ оператора технологической площадки пирса. Архивирование измеренных параметров производится сервером баз данных независимо от АРМ. Надежность системы дополнительно обеспечивается резервированием блока центрального процессора и применением источников бесперебойного питания во всех распределенных станциях управления.

Рассмотрим подробнее основные подсистемы, входящие в состав АСУТП нефтебазы (рис. 3).

**Подсистема учета, контроля и управления ТП приема, хранения и отгрузки нефтепродуктов**

Для расчета массы нефтепродукта, находящегося в резервуаре, используется косвенный метод, основанный на измерении гидростатического давления и уровня продукта в мерах вместимости (ГОСТ Р 8.595-2004).

Измерение уровня в резервуарах осуществляется радарными уровнемерами БАРС351 И. Для измере-

*Прогресс и целесообразность по самой сути своей - это лишь средства для достижения блага.*  
Гилберт Кит Честертон

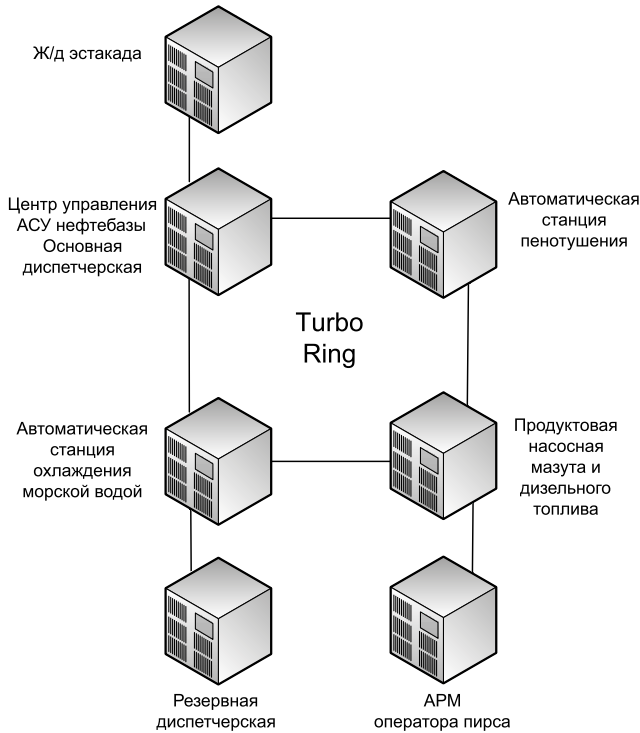


Рис. 3. Подсистемы АСУТП нефтебазы

ния гидростатического давления используются датчики 3051L. Температура нефтепродукта в резервуарах измеряется с помощью термоподвесок с шагом 0,5 м.

Общая мнемосхема мониторинга ТП нефтебазы представлена на рис. 4.

На данной мнемосхеме собрана общая информация о состоянии территориально распределенного по базе оборудования, изменение которой позволяет отслеживать загрузку/выгрузку топлива. Каждый вертикально стоящий резервуар (РВС) подсоединен к сети трубопроводов, на ключевых участках которых установлены дистанционно управляемые электроприводы задвижек. Существует несколько участков загрузки/выгрузки топлива, основными из которых являются железнодо-

рожная эстакада и пирс — именно по ним происходит основной оборот топлива. Так как монтаж отдельного трубопровода от каждого РВС до пункта загрузки/выгрузки является трудоемкой и дорогостоящей работой, вызывающей загромождение нефтебазы трубопроводами, была смонтирована небольшая разрозненная сеть трубопроводов с возможностью одновременного соединения ограниченного числа РВС с пунктом загрузки/выгрузки. Коммутация пути из трубопроводов осуществляется задвижками, управляя состояниями которых диспетчер способен соединить нужные РВС с участками загрузки/выгрузки. Проложив нужный маршрут, оператор подключает насосы для перекачки топлива (отдельные насосы для мазута и дизельного топлива). Шесть отдельных насосных установок, расположенных на ж/д эстакаде (УСН1 — УСН6), работают только с мазутом, остальные насосы работают с коммутируемыми трубопроводами. Кроме того, предусмотрены специальные насосы для зачистки трубопровода после перекачки, предназначенные для удаления остатков топлива из использованных сегментов трубопровода. При работе насосов выделяется большое количества тепловой энергии, особенно это касается мазутных насосов. При включении мазутных насосов активируются вентиляционные установки (В1, В2, П), которые выводят тепловую энергию наружу. Отдельный вентилятор (А1) активируется в помещении насосной при опасной концентрации нефтяных газов, которые могут воспламениться. При работе дизельных насосов активируется вентилятор (В3). Так как насосное оборудование требует достаточно высокого напряжения, в дополнение установлен дизель-генератор высокой мощности для работы насосов при недостаточной нагрузке от городской сети или при полном ее отсутствии. Управление оборудованием насосной вынесено на отдельную мнемосхему (рис. 5)

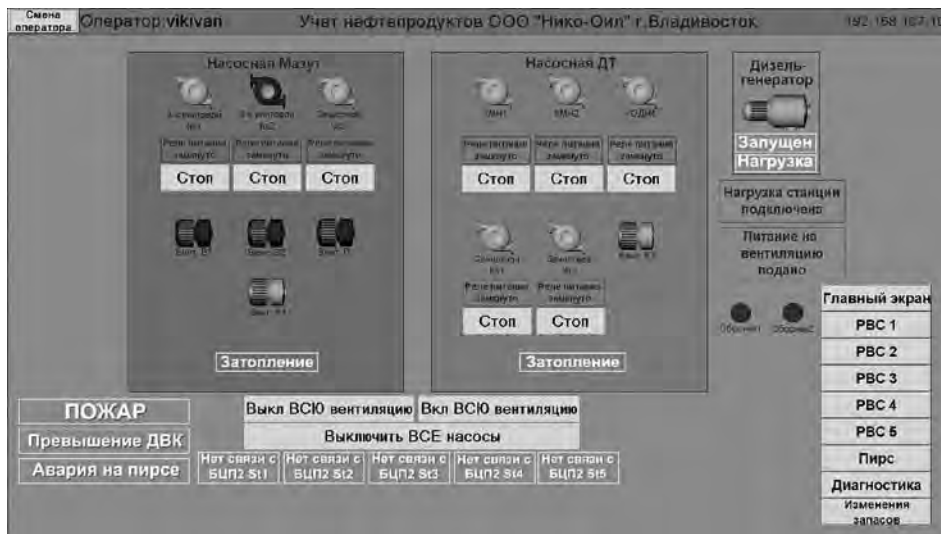


Рис.5. Мнемосхема управления оборудованием помещения насосов и дизель-генератора

рождения топлива. Управление оборудованием насосной вынесено на отдельную мнемосхему (рис. 5)

В случае необходимости диспетчер способен удаленно отключить любой насос или вентиляционную установку в помещении насосной. Также возможно и полное отключение всего оборудования в насосной. Эта возможность обеспечивает высокую скорость реагирования при погрузке/выгрузке топлива и предотвращения нештатных ситуаций. Для предотвращения затопления осадками, а также перелива топлива



Рис.6. Мнемосхема отдельного PBC

в помещении насосной предусмотрены специальные дискретные датчики затопления в насосной и в топливных сборниках. Для более детального рассмотрения состояния PBC предусмотрены отдельные мнемосхемы (рис. 6). Все уставки хранятся в БД и задаются с помощью специально разработанной программы.

На пирсе для погрузки/выгрузки топлива с судов установлены специальные управляемые электродвигатели задвижек, они обладают дополнительной возможностью выходить на заданный процент открытия. Это позволяет регулировать процесс бункеровки судов, задавая скорость потока и рассчитывая время для загрузки нужного количества топлива. Для определения расхода нефтепродукта установлены расходомеры. Также дополнительно установлены датчики температуры и давления. Для удобства диспетчера на мнемосхеме контроля количества загруженного/выгруженного топлива предусмотрены программные счетчики, обнуляемые при начале бункеровки и отображающие количество топлива прошедшего по каждой трубе. Так как на пирсе за бункеровкой следит отдельный оператор, необходимо согласование по управлению. Для предотвращения конфликтов в каждый момент времени должно быть разрешено только удаленное управление (от диспетчера) либо только местное управление (от оператора на пирсе). В случае возникновения внештатных ситуаций возможен запуск (как на месте с пирса, так и из диспетчерской) процедуры «Авария на пирсе». Эта процедура включает немедленную остановку всех насосов, а также полное закрытие задвижек на пирсе.

Таким образом, реализованные средства мониторинга и управления позволяют диспетчеру удаленно

наблюдать за ходом ТП, а также производить управляющие воздействия с целью корректировки, прекращения процесса и реакции на внештатные ситуации. Также осуществляется полный контроль характеристик имеющегося топлива и резервуарного парка в целом.

#### Подсистема противопожарной защиты и предотвращения образования взрывоопасной среды

Для ликвидации очага пожара в АСУТП нефтебазы предусмотрена подсистема пожаротушения. В нее входят автоматические станции пенотушения и орошения морской водой с системами трубопроводов. В зависимости от места возникновения пожара предусмотрены различные алгоритмы тушения.

Для работы противопожарной подсистемы необходимо было обеспечить взаимодействие со специализированным противопожарным оборудованием. В рамках данного проекта противопожарными датчиками выбраны комплексные средства системы Болид с собственным управляющим модулем, блоком индикации и клавиатуры (С2000 БКИ), а также датчиком различной направленности. Помимо противопожарных средств, задействованы средства газоанализа УП-ПГП, датчики газоанализа (настроенные на метан) распределены по всей территории.

Для орошения в насосной станции используется морская вода, закачиваемая вакуумными насосами в трубопроводы с глубины > 2 м. Станция орошения морской водой представляет отдельное строение со смонтированным оборудованием и отдельным ПЛК БЦП2 вместе с панелью оператора для местного мониторинга и управления станцией. В режиме ожидания считываются специальные сигналы с дискретных датчиков о низкой температуре, затоплении осадками и низком уровне в колонне с водой. Станция может работать в ручном или автоматическом режиме, выбор режима выставляется только на местном щите управления. Автоматический режим позволяет запускать станцию удаленно, ручной позволяет управлять станцией по месту. После остановки станции производится автоматическая подготовка оборудования к следующему запуску. Запуск станции осуществляется только когда все оборудование станции приведено в исходное состояние. Станция запускается по специальному алгоритму (рис. 7).

Первыми включаются вакуумные насосы 4 и 5, а также открывается задвижка 10.2. Насосы должны нагнетать давление в течение 30 с, по истечению которых проверяется нахождение насосов в рабочем состоянии. Отключение насосов может быть вызвано неполадками или отсутствием воды. Если хотя бы один насос работает, то ПЛК БЦП2 St3 (морской воды) посылает команду к ПЛК БЦП2 St1 (насосной) и ПЛК БЦП2 St4 (ж/д эстакады) на немедленное отключение всех насосов и УСН для прекращения передачи топлива и ограничения потребления энергии. После этого начинается запуск цепей. Под «цепью»

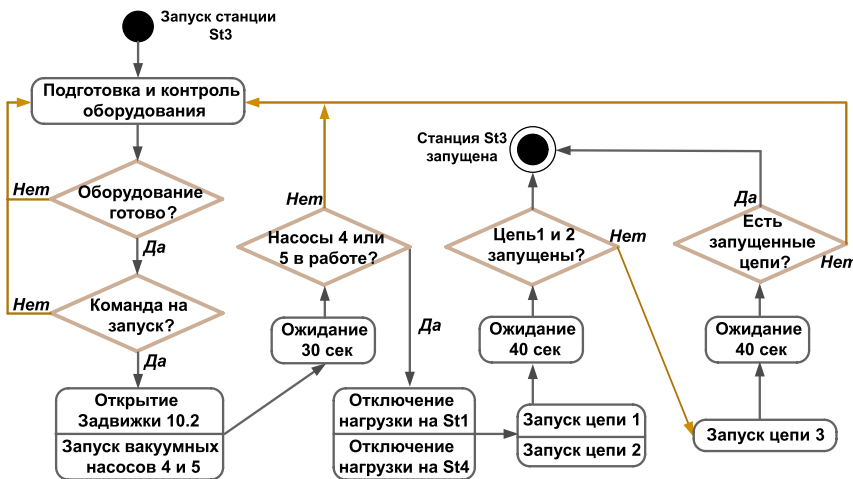


Рис. 7. Алгоритм запуска станции морской воды

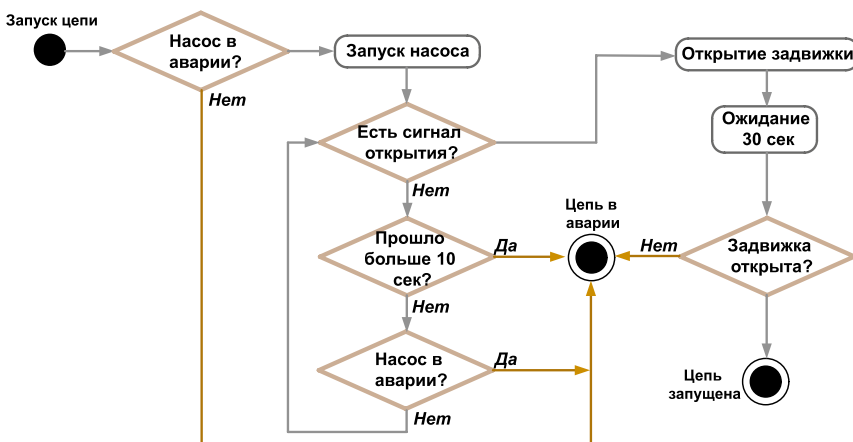


Рис. 8. Алгоритм запуска цепи «Насос – Задвижка»

понимается отдельная связка «Насос — Задвижка», запущенные в работу по отдельным алгоритмам. На станции морской воды три цепи: Насос1 — Задвижка9.1; Насос2 — Задвижка9.2; Насос3 — Задвижка9.3. В штатном режиме предполагается одновременная работа двух цепей, еще одна — резервная. По истечению 40 с после запуска проверяется состояние цепей 1 и 2. В случае корректного открытия задвижки и работающего насоса цепь считается запущенной. Если на стадии запуска или последующей работы цепь выходит из строя, программа запускает запасную цепь. Станция морской воды считается работающей, если функционирует хотя бы одна цепь. По завершению работы станции или выходу из строя всех цепей производится приведение оборудования к начальному состоянию.

На момент запуска цепи считается, что задвижка закрыта, а насос выключен (рис. 8). Первым включается насос. Он должен проработать на закрытую задвижку и нарастить нужное давление, которое фиксируется специальным дискретным датчиком. Когда достигается нужное давление, датчик срабатывает и выдается разрешающий сигнал открытия

для задвижки. Если же за 10 с насос не нарастил нужное давление или сигнализировал аварией, то цепь считается незапущенной. При наличии нужного давления производится открытие задвижки (время открытия 30 с). В случае успешного открытия цепь считается запущенной, в противном случае — аварийной. Таким образом, станция морской воды является цельным и самостоятельным звеном подсистемы пожаротушения, выполняющую специализированную задачу.

В станции пенотушения производится подготовка и закачка пенной смеси в отдельный пожарный трубопровод подачи пены. Она, также как и станция морской воды, расположена в отдельном строении и оснащена оборудованием, щитами местного и дистанционного управления станцией. Для обеспечения технологии подготовки пены на станции смонтированы специальные резервуары (первый — только для пенной смеси, второй — для пресной воды). На резервуарах установлены специальные датчики, которые отображают наличие низкого уровня наполнения. Если для резервуара пены он является чисто информативным сигналом, то для пресной воды он используется как сигнал управления. В случае срабатывания датчика низкого уровня,

срабатывает задвижка 10.1, которая открывает поступление в резервуар пресной воды. Датчик нормального уровня контролирует поступление воды в резервуар, его срабатывание является сигналом для закрытия задвижки 10.1. Таким образом, данный механизм обеспечивает постоянное поддержание нормального уровня в баке пресной воды станции как в запущенном, так и в остановленном состоянии. Аналогично отслеживаются информативные сигналы затопления и низкой температуры. Станция пенотушения может находиться в ручном или автоматическом режиме, способна запускаться от местного и удаленного сигнала. Алгоритм запуска станции пенотушения представлен на рис. 9.

В данном алгоритме также предусмотрена подача команды на отключение нагрузки ж/д эстакады и насосной. Алгоритм оперирует цепями «Насос — Задвижка», однако при неудачном запуске цепи помимо запуска запасной выполняются отдельные действия с оборудованием, что усложняет алгоритм. Это связано с процессом смешивания пресной воды и пенной смеси. Минимальным условием успешного за-

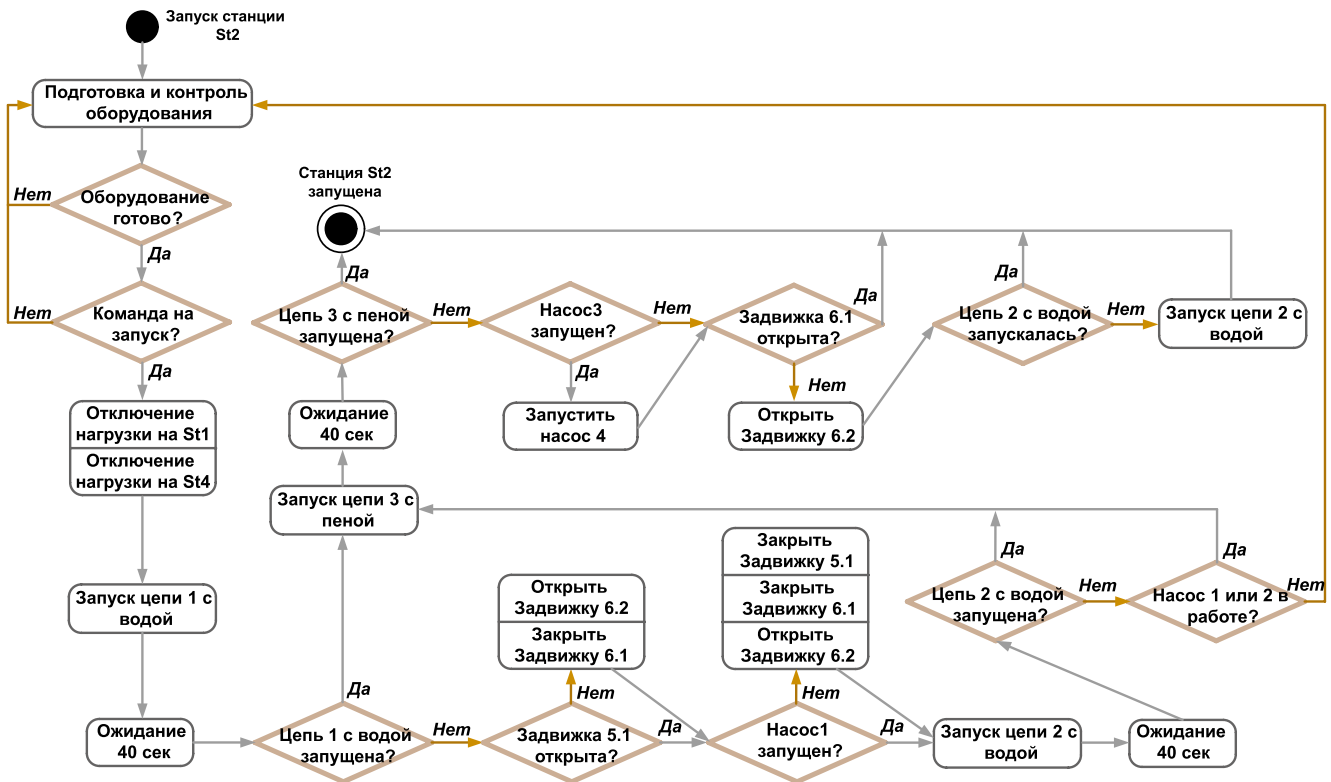


Рис. 9. Алгоритм запуска станции пенотушения

пуска и продолжения работы станции пенотушения является наличие хотя бы одной цепи пресной воды. Таким образом, станция пенотушения также является цельным и самостоятельным звеном в подсистеме пожаротушения, выполняющим свою специализированную задачу.

В зависимости от места возникновения пожара предусмотрены десять сценариев тушения (рис. 10).

Запуск необходимого сценария тушения может осуществляться как в ручном, так и в полностью автоматическом режиме по сигналам от датчиков системы пожарной сигнализации. В случае превышения допустимого уровня дозрывной концентрации паров нефтепродуктов в системе предусмотрена световая и звуковая сигнализация с отображением места расположения сработавшего датчика.

**Ретроспективный анализ функционирования АСУТП**

Помимо архивирования результатов измерений в системе предусмотрено архивирование всех событий, происходящих в системе с интервалом в 1 мин. К таким событиям относятся действия диспетче-

ров и операторов при работе с системой, изменения состояния технологического оборудования, а также события, связанные с диагностикой состояния элементов самой АСУТП.

В режиме ретроспективного анализа данных [10] система предоставляет пользователю ряд возможностей. Перечислим основные из них.

*Ретроспективный мониторинг.* В ряде случаев возникает потребность интегрально оценить ситуацию, сложившуюся в прошлом, по совокупности значений измеряемых параметров. Режим ретроспективного мониторинга позволяет воспроизвести на экране



Рис. 10. Мнемосхема контроля и управления подсистемой пожаротушения

монитора ход ТП в режиме прошедшего, «псевдо-реального» времени. При этом пользователю предоставляется возможность задания масштаба времени, определяющего скорость воспроизведения процесса.

#### Формирование графиков, таблиц и отчетных форм.

Система ориентирована на представление данных в графическом и табличном виде за заданный пользователем интервал времени. Отчетные формы, предусмотренные в системе автоматизации нефтебазы, позволяют понять картину текущего состояния резервуарного парка и проследить изменение запасов за определенный период.

**Диагностика системы.** В процессе работы АСУТП производится постоянная самодиагностика работоспособности системы на всех ее уровнях. События, связанные с отказом датчиков, исполнительных механизмов, модулей ввода/вывода, контроллеров или линий связи записываются в журнал событий и сопровождаются звуковой и световой сигнализацией.

#### Заключение

Перспективы развития системы связаны с предоставлением дополнительных удобств эксплуатирующему персоналу в части управления и контроля за ходом ТП (выделение пользователем интересующих его фрагментов объекта на его схеме, развертка их на весь экран с визуализацией дополнительных параметров, вывод на экран на фоне фрагмента мнемосхемы графиков параметров с заданной глубиной по времени и т. д.), а также с дальнейшими мероприятиями по автоматизации ТП.

#### Список литературы

1. Бабенко В.Н., Кузнецов Р.С., Чипулис В.П. Дистанционный сбор результатов измерений с территориально распределённой системы объектов теплоэнергетики // В сб.: Системы проектирования, технологической подготовки производства и управления этапами жизненного цикла
2. *Voloshin E.V., Buzhenik D.I.* Automation system of monitoring and dispatching of the server room // В сб.: RPC 2010 - 1st Russia and Pacific Conference on Computer Technology and Applications sponsors: Institute for Automation and Control Processes, Far Eastern Branch of Russian Academy of Sciences, Russian Foundation for Basic Research, IBM East Europe/Asia (IBM), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). 2010. С. 374-375.
3. *Виноградов А.Н., Даниельян С.А., Кузнецов Р.С., Раздобудько В.В., Чипулис В.П.* Система мониторинга и ретроспективного анализа режимов функционирования котельной // Информационные технологии в проектировании и производстве. 2011. № 2. С. 43-49.
4. *Волошин Е.В., Кузнецов Р.С., Раздобудько В.В., Чипулис В.П.* Мониторинг, диагностика и телеуправление в системах теплоснабжения // Тр. международной конференции "Системы проектирования, технологической подготовки производства и управления этапами жизненного цикла промышленного продукта (CAD/CAM/PDM - 2014)" ред. Толока А.В. М. 2014. С. 116-120.
5. *Виноградов А.Н.* Применение информационных технологий в управлении процессами потребления тепловой энергии объектами ЖКХ // Тр. международного симпозиума «Надежность и качество». 2013. Т. 1. С. 263-265.
6. *Волошин Е.В.* Система мониторинга и анализа котельной №1 города Большой Камень // Промышленные АСУ и контроллеры. 2015. № 2. С. 40-46.
7. *Gordon Clarke, Deon Reynders, Edwin Wright.* Practical Modern SCADA Protocols. London: Elsevier, 2004. ISBN 07506 7995. ix, 537 p. : ill.
8. *David Bailey, Edwin Wright.* Practical SCADA for Industry. Amsterdam; London: Elsevier/ 2003. ISBN 07506 58053. xiv, 288 p. : ill.
9. *Wolfgang Mahnke, Stefan-Helmut Leitner, Matthias Damm.* OPC Unified Architecture. Berlin: Springer. 2009. ISBN 978-3-540-68898-3.
10. *Виноградов А.Н., Даниельян С.А., Кузнецов Р.С.* Анализ процессов теплопотребления на примере использования информационно-аналитической системы «СКУТЕР» // Промышленные АСУ и контроллеры. 2010. №12. С. 1-6.

*Виноградов Александр Николаевич — канд. техн. наук, научный сотрудник,*

*Волошин Евгений Валерьевич — аспирант ИАПУ ДВО РАН.*

*Контактный телефон (423)231-75-44.*

*E-mail: voloshin@infovira.ru vinogradov@vira.dvo.ru*

#### Новые внедрения генератора отчетов Dream Report

Компания ФИОРД информирует о новых успешных внедрениях генератора отчетов Dream Report, ориентированного на АСУТП и системы автоматизации зданий.

**Первое внедрение** — завод «Воскресенские минеральные удобрения» (www.vmu.ru, г. Воскресенск). Dream Report используется на нескольких объектах.

- Склад жидкого аммиака и центральная компрессорная станция (ЦКС). Учет выработки и потребления тепло и энергоресурсов. SCADA iFIX v.4.0. Сохранение суточных и интегральных значений в пользовательской БД на основе DSN. Источник данных ODBC. Сохранение отчета в формате pdf и автоматическая рассылка.

- Цех Аммофос-1. Учет выработки и потребления тепло и энергоресурсов, суточный отчет цеха, отчет в формате Excel для центральной лаборатории. SCADA iFIX v.5.0. Сбор информации студией регистрации DR, драйвер iFix Native (значения реального времени). Сохранение суточных и интегральных значений в БД по умолчанию (MS Access), автоматическая рассылка.

- Цех контрольно-измерительных приборов и автоматики. Учет потребления теплоэнергоресурсов. SCADA Exregion (Honeywell). Сбор информации студией регистрации DR, драйвер OPC DA (значения реального

времени). Сохранение суточных и интегральных значений в БД по умолчанию (MS Access), автоматическая рассылка.

**Второе внедрение** — предприятия холдинга MetoKote (www.MetoCote.com), в состав которого входит 29 заводов по всему миру по производству порошковых покрытий и жидких красок. Основная трудность решаемой задачи состояла в том, что на объектах холдинга данные хранились в различных форматах, и это серьезно усложняло получение обобщающей информации по всем объектам и требовало высокой квалификации от персонала. Переход на Dream Report позволил быстро и без серьезных трудозатрат перейти на единый простой инструмент формирования отчетов из различных источников.

**Третье внедрение** реализовано компанией Howard Engineering (США, штат Южная Каролина) на объектах местных муниципалитетов для задач мониторинга распределения природного газа. Ключевые аспекты для этих проектов: запись в БД SQL данных от RTU, интерфейс с данными типа AutoSol EFM, доставка отчетов различным клиентам в формате PDF и Excel, поддержка расписаний, возможность редактирования данных в реальном времени с ПК и с мобильных устройств. Dream Report полностью удовлетворил этим требованиям с точки зрения простоты использования, надежности, гибкости и общей эффективности затрат.

<http://www.fiord.com>